

Universidade Federal da Paraíba  
Centro de Ciências e Tecnologia  
Coordenação dos Cursos de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica

**Avaliação dos custos adicionais das faturas  
de energia elétrica devido ao seu  
uso irracional**

*Elias Antonio Freire*

Campina Grande, Paraíba

1996

**Avaliação dos custos adicionais das faturas  
de energia elétrica devido ao seu  
uso irracional**

*Elias Antonio Freire*

Elias Antonio Freire

**Avaliação dos custos adicionais das faturas  
de energia elétrica devido ao seu  
uso irracional**

Dissertação submetida e aprovada pelo corpo docente da Coordenação dos Cursos de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal da Paraíba - Campus II como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

ÁREA DE CONCENTRAÇÃO: PLANEJAMENTO ENERGÉTICO

Moema Soares De Castro, Dr.  
Orientadora

Campina Grande, Paraíba, Brasil

© Elias Antonio Freire, dezembro de 1996



F886a Freire, Elias Antonio  
Avaliacao dos custos adicionais das faturas de energia  
eletrica devido ao seu uso irracional / Elias Antonio  
Freire. - Campina Grande, 1996.  
96 f. : il.

Dissertacao (Mestrado em Engenharia Eletrica) -  
Universidade Federal da Paraiba, Centro de Ciencias e  
Tecnologia.

1. Energia Eletrica - 2. Planejamento Energetico 3.  
Dissertacao I. Castro, Moema Soares de, Dra. II.  
Universidade Federal da Paraiba - Campina Grande (PB) III.  
Título

CDU 621.317.38(043)



**AVALIAÇÃO DOS CUSTOS ADICIONAIS DAS FATURAS DE ENERGIA ELÉTRICA  
DEVIDO AO SEU USO IRRACIONAL**

**ELIAS ANTONIO FREIRE**

Dissertação Aprovada em 16.12.1996

*Moema Soares de Castro*

**PROF. MOEMA SOARES DE CASTRO, Dra., UFPB**  
**Orientadora**

*Benemar Alencar*

**PROF. BENEMAR ALENCAR DE SOUZA, D.Sc., UFPB**  
**Componente da Banca**

*Benedito Antonio Luciano*

**PROF. BENEDITO ANTONIO LUCIANO, D.Sc., UFPB**  
**Componente da Banca**

*Marcos Antonio Saidel*

**PROF. MARCOS ANTONIO SAIDEL, Dr., USP**  
**Componente da Banca**

**CAMPINA GRANDE - PB**  
**Dezembro - 1996**

## Agradecimentos

A conclusão deste trabalho só foi possível graças à contribuição e participação de algumas pessoas e instituições. Meus sinceros agradecimentos:

- À Cláudia, minha esposa, Arthur (6 anos) e Túlio (8 meses), meus filhos, pela paciência, pelo apoio constante e pelo perdão de minha “ausência”, em alguns momentos, durante o período de realização do trabalho.
- À toda minha família, PAIS e IRMÃOS, que, com seus trabalhos, possibilitaram-me esta oportunidade.
- Ao Engenheiro Josimar Lucas Santa Cruz (DNAEE), pelos material e dados fornecidos.
- Aos colegas Professores Walmeran Trindade Junior, Joabson Nogueira de Carvalho e José Wallington Leal.
- À Professora Moema Soares de Castro (NERG - DEE - UFPB), pela brilhante orientação e constante apoio.
- Ao Professor Benedito Antonio Luciano (DEE - UFPB), pela sua ajuda essencial.
- Ao Professor Marco Antonio Saidel (GEPEA - USP), pela sua colaboração.
- À Companhia de Eletricidade da Borborema - CELB e às diversas empresas consumidoras, que forneceram-me os dados necessários ao desenvolvimento do trabalho.
- À Escola Técnica Federal da Paraíba e à Universidade Federal da Paraíba.
- Principalmente, a **DEUS**, sem a permissão de Quem nada é possível.

Enfim, a todos, **OBRIGADO.**

## Resumo

Este trabalho apresenta uma metodologia para análise das faturas de energia elétrica, baseada na legislação brasileira. Esta legislação apresenta pontos, que têm como objetivo induzir o consumidor ao seu uso de modo racional e econômico, tais como: regulamentação do fator de potência, forma de cobrança da demanda e, ainda, a influência do fator de carga no custo da energia. A análise de dados históricos é um dos principais tópicos do gerenciamento energético. Neste sentido, as faturas de energia elétrica, por apresentarem uma síntese dos dados inerentes à sua utilização, constituem-se numa ferramenta fundamental de gerenciamento. A metodologia foi aplicada a análise das faturas de cento e setenta consumidores. Vários consumidores apresentaram um potencial de redução de custos de energia elétrica superior a 50%.

# Abstract

A methodology to analyze electric energy bills, based on the Brazilian legislation, is presented. The objective is to persuade consumers to use electric energy economically and rationally. Emphasis is given to power factor regulation, energy demand taxation and the effect of load factor on the energy costs. The analysis of the historical data is one of the most important topics of energy management. In this respect, the electrical energy bills, which present a synthesis of data inherent to its use, constitute an essential management tool. The methodology is applied to the analysis of 170 consumer bills. The analysis shows that several consumers could have reduced their costs by more than 50%.

# Sumário

- Agradecimentos
- Resumo
- Abstract
- Lista de figuras
- Lista de tabelas

1	Introdução	1
2	Contexto energético	4
2.1	Panorama energético mundial	4
2.1.1	A utilização de energéticos fósseis e suas consequências	5
2.1.1.1	O esgotamento das reservas naturais	6
2.1.1.2	A questão da emissão do CO <sub>2</sub>	7
2.1.2	Estratégias energéticas	7
2.1.2.1	A utilização de fontes de energia renováveis	8
2.1.2.2	O aumento da eficiência energética	8
2.2	A estrutura energética brasileira	10
2.2.1	O consumo de energia no Brasil	12

2.2.2	A importância do uso racional de energia para o setor elétrico	16
2.2.3	A utilização do potencial hidrelétrico e suas consequências	20
3	Aspectos do sistema tarifário de energia elétrica brasileiro	23
3.1	Comportamento das tarifas no Brasil	24
3.2	Determinação das tarifas com base nos conceitos do custo marginal	26
3.3	Tipos de estruturas tarifárias	29
3.4	Princípios básicos e objetivos das tarifas	30
3.5	Estrutura tarifária vigente	32
3.5.1	Definições de termos usuais	32
3.5.2	Limites de fornecimento	34
3.5.3	Classificação dos consumidores	34
3.5.4	Classificação das tarifas	35
3.5.5	Modalidades tarifárias	36
3.5.5.1	Tarifa convencional	37
3.5.5.2	Tarifas horo-sazonais	38
3.6	Considerações sobre a cobrança da demanda	40
3.7	Regulamentação do fator de potência (FP)	42
3.8	Relação entre o fator de carga (FC) e o custo médio da energia (CM)	45
3.9.1	Fator de carga (FC)	45
3.9.2	Custo médio da energia (CM)	48
4	Metodologia para análise das faturas de energia elétrica	51
4.1	Análise do fator de potência (FP)	52
4.2	Análise da demanda	53
4.2.1	Tarifação convencional	54
4.2.2	Tarifação horo-sazonal	55

4.3	Análise do fator de carga (FC) / custo médio da energia (CM)	58
5	Análises dos resultados	60
5.1	Descrição do universo da pesquisa	60
5.1.1	Delimitação do universo da pesquisa	62
5.1.2	Caracterização dos dados analisados	63
5.1.3	Coleta e tratamento dos dados	66
5.2	Análises dos resultados	67
5.2.1	Avaliação do fator de potência (FP)	68
5.2.1.1	Análise de caso específico	69
5.2.2	Avaliação da demanda	70
5.2.2.1	Análise de caso específico	73
5.2.3	Avaliação do fator de carga (FC) / custo médio da energia (CM)	73
5.2.3.1	Análise de caso específico	76
5.2.4	Análise geral	77
6	Conclusões	81
	Anexos	84
	Referências	93

## Lista de figuras

2.1 - Participação das fontes de energia primária no consumo mundial - 1994	6
2.2 - Evolução do consumo de energia no Brasil	13
2.3 - Consumo de eletricidade por setor - 1994	15
2.4 - Distribuição regional do consumo de energia elétrica	16
2.5 - Evolução do consumo de energia elétrica segundo o Plano 2015	18
2.6 - Potencial hidrelétrico a aproveitar	20
2.7 - Perspectivas de esgotamento do potencial hidrelétrico brasileiro	21
3.1 - Tarifa média de fornecimento de energia elétrica	25
3.2 - Curva de carga diária por nível de tensão	28
3.3 - Custo médio da energia elétrica em função do fator de carga	
- Tarifação convencional	49
3.4 - Custo médio da energia elétrica em função do fator de carga	
- Tarifação horo-sazonal azul	50
5.1 - Participação dos consumidores selecionados na energia faturada pela CELB - 1995	65
5.2 - Participação dos consumidores na composição dos custos adicionais devido ao baixo fator de potência	69
5.3 - Participação dos consumidores na composição dos custos adicionais	



devido a demanda	72
5.4 - Número de consumidores em função do custo médio da energia	75
5.5 - Participação dos consumidores na composição dos custos adicionais devido ao fator de carga	76
5.6 - Participação dos consumidores na composição total dos custos adicionais	78
5.7 - Participação dos custos adicionais nas faturas de energia elétrica por classe de consumidores	79
5.8 - Número de consumidores em função do percentual de custo adicional	80

## Lista de tabelas

2.1	- Participação das fontes de energia primária no Brasil - 1994	11
2.2	- Consumo de energia por setor - 1994	14
2.3	- Cenários demográficos e macroeconômicos do Plano 2015	17
2.4	- Expectativas de consumo e conservação de energia elétrica	19
3.1	- Limites de fornecimento de energia elétrica	34
3.2	- Opções tarifárias para consumidores do Grupo A	37
5.1	- Características do suprimento de energia da CELB	61
5.2	- Valores de tarifas para o subgrupo A4 da CELB	62
5.3	- Consumidores do Grupo A da CELB	64
5.4	- Características dos consumidores analisados por classe	64
5.5	- Classificação dos consumidores analisados de acordo com o consumo médio mensal	66
5.6	- Composição dos custos adicionais devido ao baixo fator de potência por classe	68
5.7	- Composição dos custos adicionais devido a demanda por classe	71
5.8	- Redução de custo com a otimização da demanda contratada para os consumidores horo-sazonais	72

5.9 - Custo médio da energia por classe de consumidor	74
5.10 - Composição do custo adicional devido ao fator de carga por classe	75
5.11 - Resumo geral dos custos adicionais de acordo com a modalidade tarifária do consumidor	77

*Aos meus familiares e amigos, com carinho.*

# Capítulo 1

## Introdução

A necessidade da otimização da utilização dos recursos energéticos tornou-se mais evidente após a “crise do petróleo”, na década de 70, face aos crescentes custos da energia e da possibilidade de esgotamento das principais reservas energéticas. Desde então, a questão energética tem se tornado um problema político central, delineando as políticas de desenvolvimento tanto em países industrializados como também em desenvolvimento.

Aliado a essa situação, a atual política econômica brasileira juntamente com tendência mundial de globalização do mercado têm exigido que as empresas tornem-se cada vez mais competitivas, até mesmo como forma de sua própria sobrevivência. Esta competitividade do mercado exige um contínuo aumento de produtividade das empresas, que implica, obrigatoriamente, em redução de custos.

Neste contexto, torna-se cada vez mais difundida a aplicação de técnicas de gerenciamento energético como ferramenta de redução de custos. Segundo PETRECCA [1993], o principal objetivo do gerenciamento energético é assegurar a energia necessária, onde e quando for necessário, com a melhor qualidade e o menor custo possível. Para ser efetivo, um programa de gerenciamento energético deve contemplar os seguintes pontos principais:

1. Análise de dados históricos
2. Avaliação e auditoria energética
3. Análise técnico-econômica das alternativas propostas
4. Formação e treinamento de pessoal.

Segundo o Ministério das Minas e Energia [MME, 1995], a energia elétrica, que tem uma participação importante na matriz energética mundial, é a fonte principal de energia utilizada no Brasil. Por isso tem sido alvo de programas e campanhas de conservação por parte de organismo governamental, como é o caso do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL, coordenado pela Centrais Elétricas Brasileira S.A. - ELETROBRÁS.

Dentro de um programa mais amplo de conservação de energia elétrica, a tarifa de energia elétrica é tida como uma ferramenta importante no processo de conscientização da necessidade da utilização da energia de modo mais racional e econômico, principalmente pelo fato da mesma atuar no aspecto financeiro da relação entre consumidor e fornecedor, estabelecendo preços e condições de fornecimento.

Segundo BITU e BORN [1993], um modelo tarifário adequado e eficiente deve, ao mesmo tempo, promover a sobrevivência financeira das empresas concessionárias e induzir aos consumidores a consciência da necessidade de se utilizar a energia de uma forma mais racional e econômica, além de atribuir a cada consumidor a fração do custo do serviço que lhe for realmente prestado. De acordo com esse objetivo específico, a legislação brasileira apresenta alguns pontos característicos que merecem a devida atenção por parte dos consumidores, uma vez que o desconhecimento desses pontos pode onerar os seus custos com a energia elétrica.

Em muitos casos, os consumidores não têm o conhecimento adequado da estrutura tarifária, procedendo-se apenas ao pagamento da fatura sem qualquer tipo de

análise, no sentido de verificar o que se está pagando. As faturas de energia elétrica constituem-se numa síntese dos parâmetros de consumo. A análise dessas é importante para o consumidor executar um gerenciamento energético em suas instalações, podendo levar a medidas de redução de custos que implicam em retornos financeiros imediatos, que poderão ser reaplicados na otimização de suas instalações.

Este trabalho apresenta os resultados da aplicação de uma metodologia, elaborada a partir das propostas da Agência para Aplicação da Energia - AAE, ELETROBRÁS e PROCEL, para análise dos dados históricos das faturas de energia elétrica de uma série de consumidores, com o objetivo de determinar os custos adicionais devido ao seu uso irracional.

O capítulo 2 apresenta, de forma sucinta, o contexto energético mundial e brasileiro com base em dados de 1994, de forma a mostrar a importância do gerenciamento energético no mundo atual. Também mostra a importância do uso racional da energia elétrica para o Brasil, bem como as consequências da utilização massiva dos recursos hidrelétricos brasileiro.

No capítulo 3 são apresentadas as principais características do sistema tarifário de energia elétrica brasileiro, necessárias para o entendimento da metodologia de análise. Também, é mostrado um breve histórico sobre a evolução das tarifas, seus princípios e objetivos básicos e as bases teóricas para a determinação de seus valores.

A metodologia proposta para a análise dos dados históricos das faturas de energia é apresentada no capítulo 4, onde se mostram detalhadamente os procedimentos para se determinarem os custos adicionais das faturas, através da análise do fator de potência, da demanda e do fator de carga da unidade consumidora.

A descrição e os critérios para delimitação do universo de pesquisa são mostradas no capítulo 5, juntamente com a forma de tratamento e coleta dos dados. Nesse capítulo, também, são apresentados os resultados finais das análises realizadas.

Finalmente, nas conclusões apresentadas no capítulo 6, faz-se uma análise criteriosa sobre os aspectos envolvidos no trabalho, resultados obtidos e recomendações para continuidade do trabalho.

# Capítulo 2

## Contexto Energético

### 2.1 - Panorama energético mundial

As civilizações industriais e as grandes potências da atualidade desenvolveram-se com base no uso de energia provenientes de petróleo, carvão mineral, gás natural, lenha e energia hidrelétrica. Associado ao uso crescente de energia para propiciar o conforto material de centenas de milhões de habitantes, surgiram outros problemas como a deterioração do meio ambiente e o esgotamento iminente das mais importantes fontes energéticas não-renováveis: o petróleo, o carvão mineral e o gás natural.

Com o “domínio” da tecnologia da energia nuclear, acreditava-se ter encontrado um substituto em potencial para os energéticos fósseis. No entanto, uma série de acidentes nucleares, seguidos de problemas ambientais têm colocado em dúvida o real domínio tecnológico e a viabilidade de sua utilização, vistos os aspectos de segurança. Associado a estes problemas, também existe o fato da energia nuclear ser uma fonte de



energia não-renovável, ou seja, mesmo sendo encontrados soluções para seus problemas, as reservas naturais de seu combustível são esgotáveis.

O esgotamento iminente das fontes energéticas fósseis exigirá o desenvolvimento e uso de fontes renováveis como a energia solar, eólica, da biomassa, oceânica, etc., e um aumento global da eficiência energética, permitindo um melhor aproveitamento dos recursos energéticos disponíveis, o que implicará em alterações de certos padrões de consumo e estilo de vida.

Diante deste cenário, a questão energética tem se tornado um problema político central, delineando os programas de desenvolvimento tanto de países industrializados como também em desenvolvimento, e deixou de ser preocupação exclusiva de físicos e pesquisadores para tornar-se um dos principais problemas da atualidade. Esta preocupação surgiu com o início da atividade dos movimentos ambientalista na década de 60, e tomou impulso com a “crise do petróleo” na década de 70, que mostrou a dependência mundial a este energético, provocando alterações nas políticas energéticas e industriais em todo o mundo.

### 2.1.1 - A utilização de energéticos fósseis e suas consequências

Segundo dados da Organização Latina Americana de Energia [OLADE, 1995], o consumo mundial de energia primária foi da ordem de 8.132 Mtep em 1994; dos quais 78,7 % são provenientes de energéticos fósseis (petróleo, carvão mineral e gás natural) e 8,4 % de eletricidade primária (originada da energia hidráulica, geotérmica e nuclear), conforme mostrado na figura 2.1.

Os dados mostram que os energéticos fósseis são responsáveis pela grande parte da energia necessária ao mundo atual. Como consequência da utilização maciça desses energéticos, existem dois problemas básicos, que causam preocupação e têm sido motivo de discussões as mais diversas em todo mundo:

- O esgotamento das reservas naturais.
- A concentração na atmosfera das emissões de CO<sub>2</sub>.

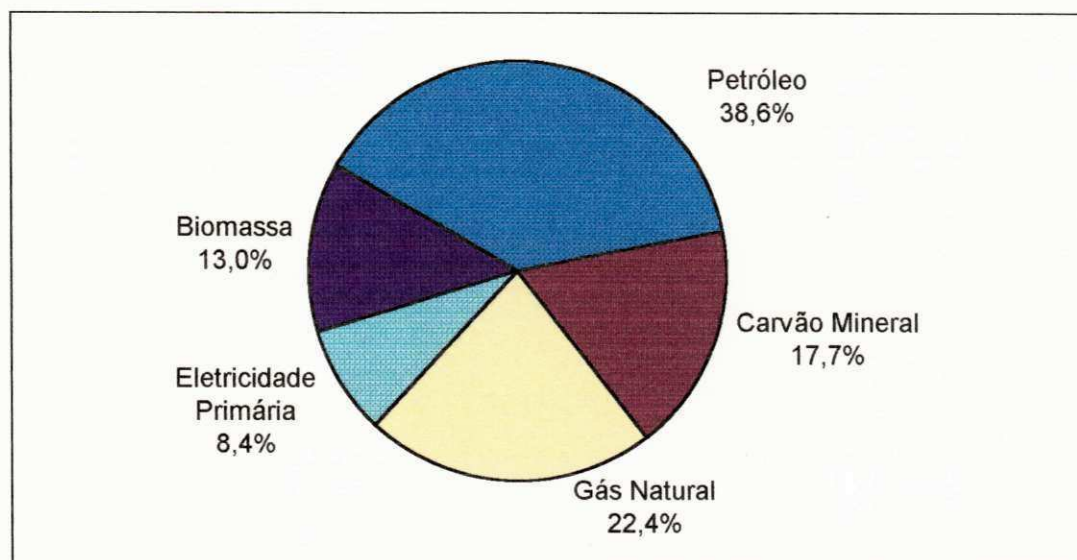


Figura 2.1 - Participação das fontes de energia primária no consumo mundial - 1994

#### 2.1.1.1. O esgotamento das reservas naturais

Os energéticos fósseis são fontes de energia não-renováveis, ou seja, têm seu estoque natural limitado, com perspectiva de esgotamento de suas reservas naturais. Segundo DESSUS [1994], mantendo-se os ritmos atuais de consumo, as reservas mundiais de petróleo deverão esgotar-se nos próximos 45 anos, enquanto que as reservas de carvão mineral são suficientes para os próximos 2 séculos e as de gás natural para os próximos 65 anos. O caso do carvão mineral, cujas reservas naturais são consideráveis, comparando-se com as do petróleo e do gás natural, é extremamente complexo. Pode substituir o petróleo em algumas aplicações, mas os problemas tecnológicos relativos à sua utilização maciça não são de fácil solução, especialmente os problemas relativos à poluição.

O fato preocupante, dentro deste contexto, é que, a curto ou médio prazo, não existe outra fonte de energia viável e comercialmente capaz de substituir os energéticos fósseis, pelo menos nos níveis de desenvolvimento atual da tecnologia energética. Pode haver a estagnação econômica e social de vários países, devido ao racionamento das fontes energéticas a que serão submetidos, caso não seja desenvolvida soluções para a substituição dos energéticos fósseis.

### 2.1.1.2 - A questão da emissão de CO<sub>2</sub>

A combustão, um dos processos de conversão de energia a partir da utilização de energéticos fósseis, é uma reação química da qual é expelido, para o meio ambiente, o dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), substância química poluente, que se concentra nas águas oceânicas e na atmosfera, sendo a principal responsável pelo “Efeito Estufa”, problema que se agrava por não existir tecnologia capaz de eliminar a emissão de tal gás no processo de combustão e pela necessidade real de utilização dos energéticos fósseis.

Segundo DESSUS [1994], a Agência Internacional de Energia (AIE) estima que a combustão de 1 tep de petróleo, carvão mineral ou gás natural emite, respectivamente, 1,0, 0,8 ou 0,6 tonelada de carbono ao meio ambiente, sob a forma de CO<sub>2</sub>, e que a utilização dos energéticos fósseis foram responsáveis pela emissão para o meio ambiente de aproximadamente 5,9 bilhões de toneladas de CO<sub>2</sub> em 1991; quase o triplo do que foi emitido pelas queimadas em floresta de todo o mundo, no mesmo período.

Além da emissão do CO<sub>2</sub> para o meio ambiente, a combustão de energéticos fósseis é, também, responsável pela emissão de dióxido de enxofre (SO<sub>2</sub>), principal responsável pelas chuvas ácidas, e dos óxidos de nitrogênio (NO<sub>x</sub>), que contribuem para formação de chuvas ácidas e para poluição foto-oxidante. Contabilizando apenas seis dos países da União Européia (Bélgica, Espanha, França, Itália, Alemanha e Romênia), eles emitiram para meio ambiente 11,1 milhões de toneladas de SO<sub>2</sub> e de 10,1 milhões de toneladas de NO<sub>x</sub> somente em 1991.

### 2.1.2 - Estratégias energéticas

O aumento da população mundial e a necessidade de implantação de políticas de desenvolvimento nos países em desenvolvimento implicam em um crescimento natural do consumo mundial de energia. No entanto, o esgotamento iminente dos recursos energéticos, a questão ambiental e as dúvidas e discussões sobre a energia nuclear se contrapõem

a este crescimento. Ou seja, existe a necessidade natural de aumento do consumo de energia, mas, por outro lado, existe o risco do esgotamento das principais fontes energéticas, atualmente viáveis.

Neste contexto, é tido como consenso a estratégia energética baseada na necessidade de investimentos no desenvolvimento e uso de fontes renováveis e no aumento da eficiência energética global, mediante o desenvolvimento de equipamentos e processos produtivos cada vez mais eficiente e pela mudança de hábitos culturais da população, e sobretudo no consumo mais racional de energia.

### 2.1.2.1 - A utilização de fontes de energia renováveis

Um dos componentes na estratégia energética leva a um significativo esforço no desenvolvimento e uso de fontes de energia renováveis (eólica, solar, biomassa, oceânicas, etc.) no sentido de fornecer uma alternativa viável para a substituição das atuais fontes de energia, que são esgotáveis e com custos crescentes, além de causarem riscos à saúde das populações que vivem próximo aos parques industriais e acelerar o aquecimento global.

Os custos das fontes de energia renováveis ainda são superiores aos dos combustíveis fósseis e nucleares. No entanto, se os subsídios ao petróleo, carvão mineral, gás natural e energia nuclear forem removidos, ou se nos custos destes energéticos forem incluídos os custos ambientais, de limpeza do lixo atômico e de segurança, a diferença de custos de energia das fontes renováveis em relação às fósseis e nuclear poderiam ser substancialmente menor. Embora com modestos níveis de incentivos e fomentos, as fontes de energia renováveis, tais como a solar e a eólica, têm mostrado substanciais benefícios econômicos.

Com uma vibrante indústria de energia renovável, um novo modelo industrial substituiria o modelo usual, praticamente dependente de energéticos fósseis, cuja atividade flutua com os custos dos energéticos, levando a períodos de severo desemprego e recessão em muitas regiões (como ocorreu durante a Crise do Petróleo em 1973 e a crise do Golfo Pérsico em 1991). Esta proposta energética favoreceria ao mundo um regime

energético com crescimento econômico e segurança ambiental.

Estimam-se que investimentos em pesquisa e desenvolvimento da ordem de 17 bilhões de dólares por ano durante 10 anos (correspondente a 1,7% dos gastos militares mundiais por ano), levaria a humanidade a encontrar o caminho em direção a um sistema sustentável de abastecimento das necessidades energéticas mundiais. Estes recursos poderiam ser provenientes do repasse da redução dos subsídios para o petróleo, carvão mineral, gás natural e energia nuclear para a pesquisa e desenvolvimento das fontes de energia renováveis, levando a um nivelamento no campo econômico de todas as fontes energéticas.

O uso governamental de energia renovável para suas necessidades militares, de comunicação e administrativa criaria a infra-estrutura e o mercado necessário para a produção em massa e a competitividade econômica. Incentivos às taxas, similar àqueles em que na Califórnia resultou em mais de 100 MW instalados em usinas eólicas em menos de 6 anos, poderia acelerar a mudança para a energia renovável no mundo desenvolvido [GABEL e FRISCH, 1991].

#### 2.1.5.2 - O aumento da eficiência energética

O consumo de energia dobrou entre 1950 e 1964 e dobrou novamente entre 1964 e 1980. Na década passada, o consumo de energia, particularmente nas nações desenvolvidas, continuou a crescer, debilitando ainda mais as reservas naturais de energéticos fósseis, enquanto contribuía para o agravamento da poluição e do aquecimento global.

Atualmente, o uso ineficiente da energia desperdiça boa parte das reservas na realização de um trabalho que poderia ser feito com menor quantidade de energia. Em outras palavras, o uso eficiente da energia poderia ser duplicado com a utilização de novas tecnologias e com a mudança dos hábitos da população quanto a forma de seu uso, através de campanhas educativas. As novas tecnologias de utilização de energia tem apresentado mais eficiência que as tradicionais. No Japão, onde a dependência quase total do petróleo proporcionou uma significativa melhoria na eficiência energética, o con-

sumo de petróleo cresceu pouquíssimo desde o último choque do petróleo, contudo a sua economia quase que dobrou no mesmo período.

Com o aumento da eficiência energética das construções e máquinas, a sociedade pode reduzir sua dependência dos energéticos fósseis e da energia nuclear, juntamente com seus problemas ambientais, de segurança e sociais.

Os programas de eficiência energética desenvolvidos em vários países têm reduzido o custo de energia em quase duas vezes o montante investido em eficiência energética, indicando uma economia substancial para os consumidores finais de energia. A produção e instalação de equipamentos eficientes em escala industrial, também poderia fornecer empregos e uma formação profissional valiosa para um grande número de pessoas.

Estimam-se que investimentos, em torno de 33 bilhões de dólares durante 10 anos, em aumento da eficiência energética seriam capazes de reduzir pela metade a necessidade energética mundial, sem comprometimento da performance ou benefícios tecnológicos já obtidos. Essa cifra equivale a 3,3% dos gastos militares mundiais por ano, e seriam investida em implantação de programas, tais como: climatização de edifício, uso de aquecedores solares e outros equipamentos residenciais e comerciais eficientes, aplicação do estado da arte da eficiência energética, bem como processos industriais eficientes [GABEL e FRISCH, 1991].

## 2.2 - A estrutura energética brasileira

Com uma produção de 162,3 Mtep e um consumo total de 199,1 Mtep de energia primária, o Brasil possui uma estrutura energética bastante distinta da estrutura mundial no tocante às suas fontes energéticas. A estrutura energética mundial é praticamente dependente de fontes não renováveis, especialmente do petróleo, carvão mineral e

gás natural que são responsáveis por quase 90% da energia primária consumida mundialmente. A estrutura energética brasileira possui uma característica de ter as fontes de energia primária renováveis como principal componente de sua matriz energética, como é mostrado na tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Participação das fontes de energia primária no Brasil - 1994

Fontes de energia primária	Consumo		Produção	
	10 <sup>3</sup> tep	%	10 <sup>3</sup> tep	%
<b>Não renováveis</b>				
Petróleo	64.892	32,6	33.803	20,8
Gás natural	4.997	2,5	7.508	4,6
Carvão vapor	1.938	1,0	1.947	1,2
Carvão metalúrgico	8.289	4,2	33	0,0
<b>Sub total.....</b>	<b>80.116</b>	<b>40,2</b>	<b>43.291</b>	<b>26,7</b>
<b>Renováveis</b>				
Energia hidráulica	70.446	35,4	70.446	43,4
Lenha	24.110	12,1	24.110	14,4
Prod. deriv. da cana-de-açúcar	21.357	10,7	21.357	13,2
Outras fontes renováveis	3.105	1,6	3.105	1,9
<b>Sub total.....</b>	<b>119.018</b>	<b>59,8</b>	<b>119.018</b>	<b>73,3</b>
<b>TOTAL</b>	<b>199.134</b>	<b>100,0</b>	<b>162.309</b>	<b>100,0</b>

Fonte: DNDE/SEN/MME - 1995

A energia hidráulica e o petróleo são responsáveis por 68,0% da energia primária consumida, enquanto que, diferentemente de outros países, a participação do carvão mineral e do gás natural no consumo total, ainda é bastante modesta. Destaca-se ainda a participação da lenha e de produtos derivados da cana-de-açúcar (bagaço, melado, etc.). A lenha, bastante utilizada como energético nos países em desenvolvimento, tem uma participação de 12,1% do consumo, e os produtos derivados da cana-de-açúcar, que são bastante peculiares da estrutura energética brasileira, participam em 10,7% do consumo.

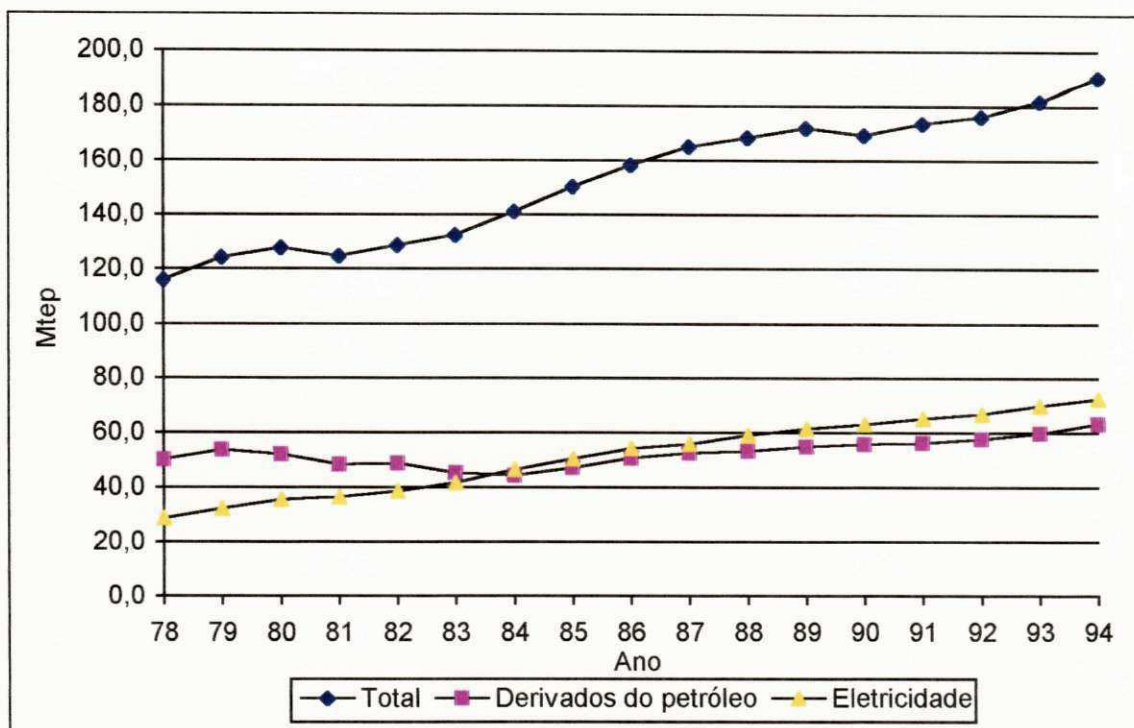
Na situação de país em desenvolvimento, o Brasil passa por um período de crescimento do consumo de energia, para chegar ao pleno desenvolvimento sócio-econômico. Portanto, terá de realizar altíssimos investimentos com o objetivo de aumentar a disponibilidade energética, seja mediante a expansão e exploração de suas fontes energética ou mediante a importação de insumos energéticos, acarretando no desembolso de elevadas quantias de recursos financeiros, que já são bastante escasso em países em desenvolvimento.

A ELETROBRÁS [1994] estima que, em relação ao sistema elétrico, o país terá que investir entre 246 e 403 bilhões de dólares americano para aumentar a capacidade de geração de energia elétrica de 57,6 GW (em 1994) para valores entre 130,0 e 175,0 GW (em 2015), respectivamente, de acordo com os cenários de mercado mais e menos otimista. Assim, grandes projetos para fornecimento de energia implicarão em investimentos menores em outras áreas já carentes e críticas, como saúde, educação e habitação. Deste modo, ao invés de se tornar uma força propulsora para o desenvolvimento sócio-econômico, eles poderão se transformar em um freio ao desenvolvimento.

### 2.2.1 - O consumo de energia no Brasil

O consumo final de energia no Brasil apresentou um crescimento de 64,6% entre 1978 e 1994, crescendo de 115,8 Mtep para 190,6 Mtep. No mesmo período, a participação dos derivados de petróleo no consumo final foi reduzida de 43,3% para 33,3%, apesar do consumo deste energético crescer 26,4%, enquanto a lenha e o bagaço de cana representaram 7,1% e 7,5%, respectivamente, do consumo final de energia em 1994. Já a eletricidade, cujo consumo final aumentou 152,9%, teve sua participação no consumo final de energia elevada de 24,8% para 38,1%, tornando-se a principal fonte de energia do país. A evolução do consumo final de energia, e, especialmente, do petróleo e da eletricidade é apresentada na figura 2.2.





Fonte: DNDE/SEN/MME - 1995

Figura 2.2 - Evolução do consumo de energia no Brasil

Segundo dados de 1994, o petróleo é o principal energético utilizado nos setores de transporte, atingindo um percentual de 82,0%, e agropecuária, com 48,6%, respectivamente, do consumo destes setores. A lenha tem uma significativa participação no consumo dos setores residencial (22,9%), agropecuário (22,3%) e industrial (6,7%), e o bagaço de cana é utilizado nos setores energético (49,8%) e industrial (9,2%). O álcool etílico, derivado da cana-de-açúcar, como o bagaço, é responsável por 17,0% do consumo do setor de transporte. A eletricidade é a principal fonte de energia utilizada nos setores industrial (48,8%), residencial (55,8%), comercial (92,4%) e público (90,8%), dados que confirmam sua importância dentro da estrutura energética. A participação dos principais energéticos no consumo dos diversos setores da economia é apresentada na tabela 2.2.

Tabela 2.2 - Consumo de energia por setor - 1994

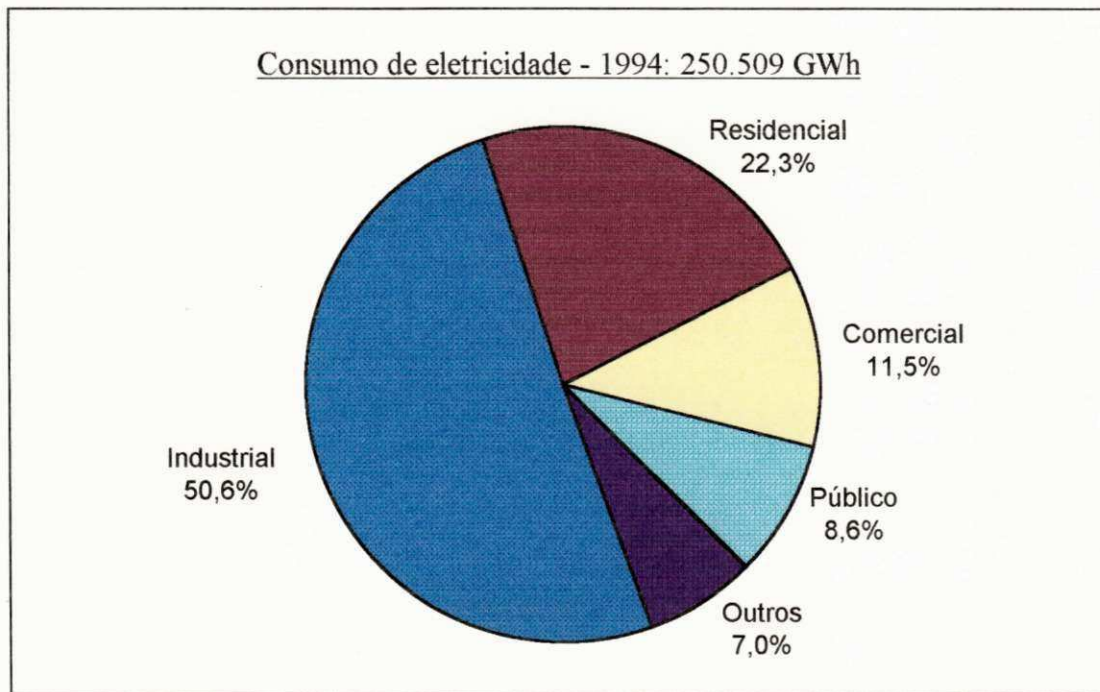
Fontes	Setores													
	Comercial		Público		Industrial <sup>(1)</sup>		Residencial <sup>(2)</sup>		Transporte <sup>(3)</sup>		Agropecuário <sup>(4)</sup>		Energético <sup>(5)</sup>	
	10 <sup>3</sup> tep	%	10 <sup>3</sup> tep	%	10 <sup>3</sup> tep	%	10 <sup>3</sup> tep	%	10 <sup>3</sup> tep	%	10 <sup>3</sup> tep	%	10 <sup>3</sup> tep	%
Derivados do petróleo	526	5,8	622	9,1	9403	12,5	5656	19,5	30282	82,0	3971	48,5	3811	25,6
Eletricidade	8375	92,5	6224	90,8	36760	48,8	16227	55,8	341	0,9	2379	29,1	2342	15,8
Outras fontes	158	1,7	11	0,1	29138	38,7	7186	24,7	6298	17,1	1830	22,4	8700	58,6
Total	9059	100,0	6857	100,0	75301	100,0	29069	100,0	36921	100,0	8180	100,0	14853	100,0

## NOTAS:

<sup>1</sup> Lenha: 4940 . 10<sup>3</sup> tep (6,6%)Bagaço de cana: 6902 . 10<sup>3</sup> tep (9,2%)Coque de carvão mineral: 6547 . 10<sup>3</sup> tep (8,7%)Carvão vegetal: 4568 . 10<sup>3</sup> tep (6,1%)<sup>2</sup> Lenha: 6658 . 10<sup>3</sup> tep (22,9%)<sup>3</sup> Alcool etílico: 6259 . 10<sup>3</sup> tep (17,0%)<sup>4</sup> Lenha: 1824 . 10<sup>3</sup> tep (22,3%)<sup>5</sup> Bagaço de cana: 7393 . 10<sup>3</sup> tep (49,8%)

Fonte: DNDE/SEN/MME - 1995

A figura 2.3 mostra a divisão do consumo de eletricidade nos principais setores da economia brasileira. O setor industrial é responsável por 50,6%, o residencial por 22,3%, o comercial por 11,5% e público por 8,6% do consumo total de eletricidade no Brasil, que atingiu 250.509 GWh em 1994.



Fonte: DNDE/SEN/MME - 1995

Figura 2.3 - Consumo de eletricidade por setor - 1994

Da mesma maneira que acontece no contexto mundial, a distribuição de energia entre as diversas regiões brasileira está intimamente relacionada com a renda e os padrões de vida da população [GELLER, 1994]. A região Sudeste, a mais rica do país, é responsável por 60,3% do consumo total de eletricidade, enquanto a região Norte por 4,8%, segundo dados de 1993. A distribuição do consumo de eletricidade entre as diversas regiões é apresentada na figura 2.4.

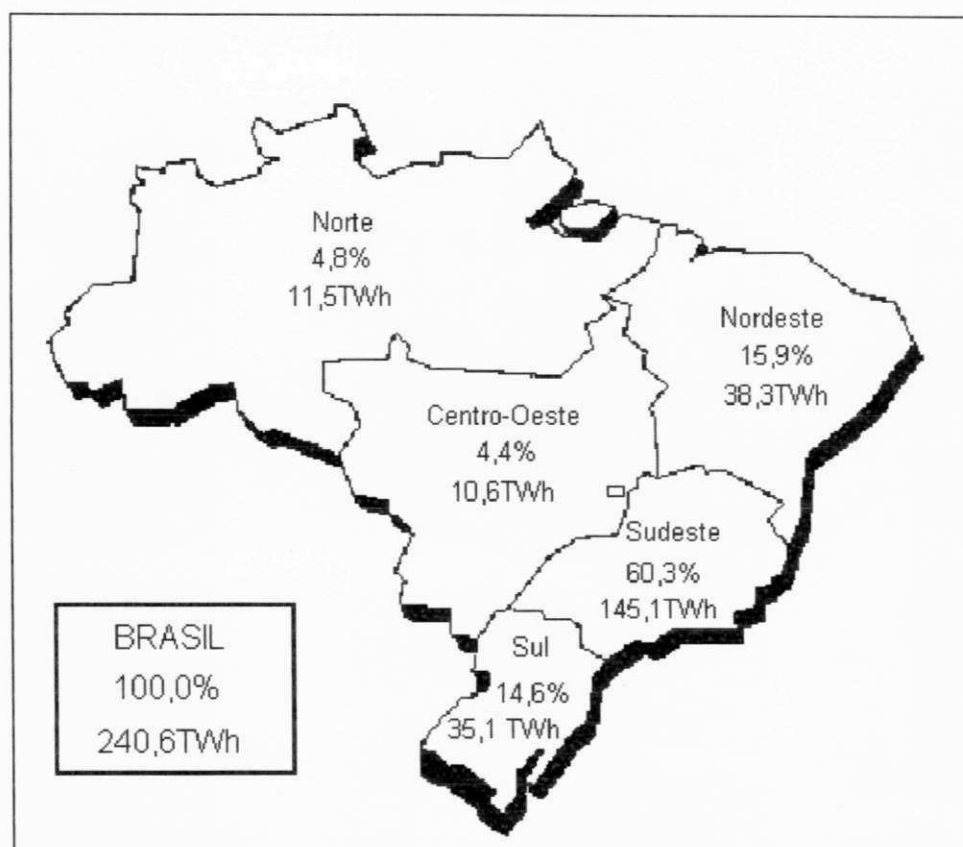


Figura 2.4 - Distribuição regional do consumo de energia elétrica - 1993

### 2.2.2 - A importância da conservação de energia para o setor elétrico

O consumo de eletricidade no país tem apresentado taxas de crescimento superiores às do consumo total de energia primária, da economia e da população. O consumo de eletricidade cresceu 152,9% entre 1978 e 1994, enquanto o consumo total de energia primária, o produto interno bruto (PIB) e a população apresentaram crescimento de 58,3%, 54,7% e 34,2%, respectivamente, no mesmo período [DNDE/SNE/MME, 1995].

A ELETROBRÁS [1994], de acordo com o Plano 2015, estima o crescimento do

consumo de energia elétrica em função do comportamento futuro da população e da economia. Na metodologia do planejamento foram considerados um único cenário demográfico e quatro cenários macroeconômicos, que são apresentados na tabela 2.3. Estes quatro cenários macroeconômicos têm como base a retomada do crescimento econômico, diferenciando-se uns dos outros pelos prazos para esta retomada e as taxas de crescimento. O crescimento da economia brasileira exigirá um crescente ganho de produtividade, com reflexos na conservação de energia.

Tabela 2.3 - Cenários demográficos e macroeconômicos do Plano 2015

Cenários	1994	2000	2005	2010	2015
Demográfico (em 10 <sup>6</sup> habitantes)	155,6	170,1	183,3	196,1	208,5
Macroeconômicos (em 10 <sup>9</sup> US\$ de PIB)					
Cenário I	381,1	382,5	488,2	593,9	722,4
Cenário II	381,1	450,9	575,5	700,2	851,6
Cenário III	381,1	516,0	690,6	881,3	1.125,5
Cenário IV	381,1	540,8	723,7	968,5	1.295,7

Fonte: ELETROBRÁS, 1994. MME, 1995.

A previsão do consumo de energia elétrica, no ano 2015, varia entre 563,0 TWh no cenário I e 826,4 TWh no cenário IV, incorporando-se as metas de conservação de energia elétrica, representando um crescimento entre 124,7% e 229,9%, respectivamente, em relação ao consumo de 1994. Para atender a tais previsões de consumo, a capacidade instalada de geração de energia elétrica, de 57,6 GW em 1994, deverá alcançar um montante entre 130 GW no cenário I e 175,0 GW no cenário IV, ou seja, nos próximos vinte anos a capacidade de geração de energia elétrica deverá ser multiplicada por 1,25 a 2,04. Para tanto, faz-se necessários investimentos totais no Setor Elétrico (geração, transmissão, distribuição e instalações gerais) entre US\$ 246 bilhões no cenário I e de US\$ 403 bilhões no cenário IV até o ano 2015. A evolução do consumo de energia elétrica, segundo o Plano 2015, é apresentado na figura 2.5.



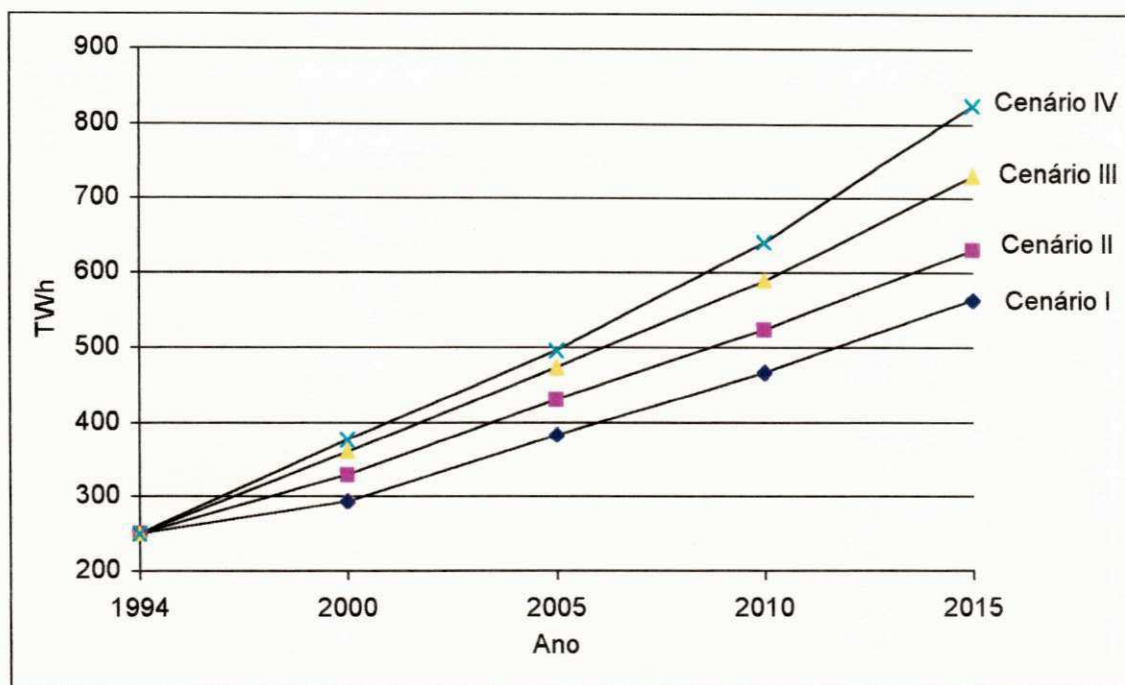


Figura 2.5 - Evolução do consumo de energia elétrica segundo o Plano 2015

A participação da eletricidade no consumo final de energia aumentará dos atuais 38,1% para entre 46,2% no cenário I e 45,5% no cenário IV. Enquanto o consumo total de energia primária chegará a 386,3 Mtep no cenário de I e 571,0 Mtep no cenário IV.

Na elaboração do Plano 2015, as previsões do mercado de energia elétrica foram baseadas, principalmente, nas seguintes hipóteses:

- crescimento real dos níveis tarifários, alcançado a média nacional de 67 US\$ / MWh.
- diminuição dos atuais níveis de exportação dos grandes consumidores industriais, principalmente eletrointensivos.
- resultados efetivos das políticas de conservação do PROCEL.

A conservação de energia elétrica no contexto do Plano 2015 é tratada nos quatro cenários macroeconômicos, levando-se em consideração as expectativas quanto a melhoria da eficiência energética dos equipamentos, entrada no mercado de bens com menor conteúdo energético, melhor utilização dos equipamentos existentes e otimização dos processos energéticos. As expectativas de conservação de energia elétrica do Plano

2015 é da ordem de cerca de 10,0% no cenário I e de 13,0% no cenário IV, representando reduções significativas nos investimentos necessários, de cerca de US\$ 40 bilhões e de US\$ 85 bilhões no cenários I e IV, respectivamente, indicando sua relevante importância para o país. As expectativas de consumo e os potenciais de conservação de energia elétrica, segundo o Plano 2015, são apresentados na tabela 2.4.

Tabela 2.4 - Expectativas de consumo e conservação de energia elétrica

Expectativas de consumo <sup>1</sup> e conservação (em TWh)	2000	2005	2010	2015
<b>Cenário I</b>				
Consumo	293,8	384,0	467,2	563,0
Conservação	9,1	21,1	42,8	63,9
<b>Cenário II</b>				
Consumo	329,5	430,6	523,9	631,3
Conservação	14,7	31,3	50,9	75,8
<b>Cenário III</b>				
Consumo	360,7	473,2	589,7	731,4
Conservação	17,8	44,2	70,8	105,3
<b>Cenário IV</b>				
Consumo	377,6	495,4	642,6	826,4
Conservação	20,0	49,5	81,6	123,7

Fonte: ELETROBRÁS. 1994.

O investimento necessário para viabilizar a conservação de uma certa quantidade de energia elétrica é substancialmente inferior ao necessário para produção, transmissão e distribuição desta mesma quantidade. Segundo a AAE [1995], o custo para produção, transmissão e distribuição de 1 KW de energia elétrica encontra-se em torno de US\$ 2.500,00, enquanto para se economizar os mesmos 1 KW seria necessário um investimento em torno de US\$ 500,00, demonstrando que a conservação de energia elétrica constitui-se num ótimo negócio, tanto do ponto de vista econômico-financeiro, como também ambiental.

<sup>1</sup> Nos valores de consumos já estão incorporadas as metas de conservação de energia elétrica

### 2.2.3 - A utilização do potencial hidrelétrico e suas consequências

As usinas hidrelétricas são responsáveis por cerca de 97% da produção total de energia elétrica do país. A produção de energia elétrica através de centrais termelétricas restringe-se ao abastecimento de sistemas isolados e à complementação dos sistemas interligados, quando da ocorrência de períodos hidrológicamente desfavoráveis ou em horários de ponta.

A fonte energética com as melhores perspectivas de aproveitamento no país no horizonte do Plano 2015 é a hidreletricidade, devido ao seu grande potencial disponível, por ser uma fonte energética renovável, pela experiência existente no país nesta área e pela possibilidade de aproveitamento dos reservatórios hidrelétricos para outras finalidades além da geração de energia, tais como navegação, controle de cheias, piscicultura, irrigação, etc. O potencial hidrelétrico total do País corresponde a 129 GWano de energia firme e cerca de 261 GW de capacidade instalável. Entretanto, o potencial hidrelétrico a aproveitar é de cerca de 102 GWano de energia firme e de cerca de 205 GW de capacidade instalável, dos quais aproximadamente 50,0% encontram-se na Região Amazônica, onde os custos ambientais são enormes, como mostra a figura 2.6.

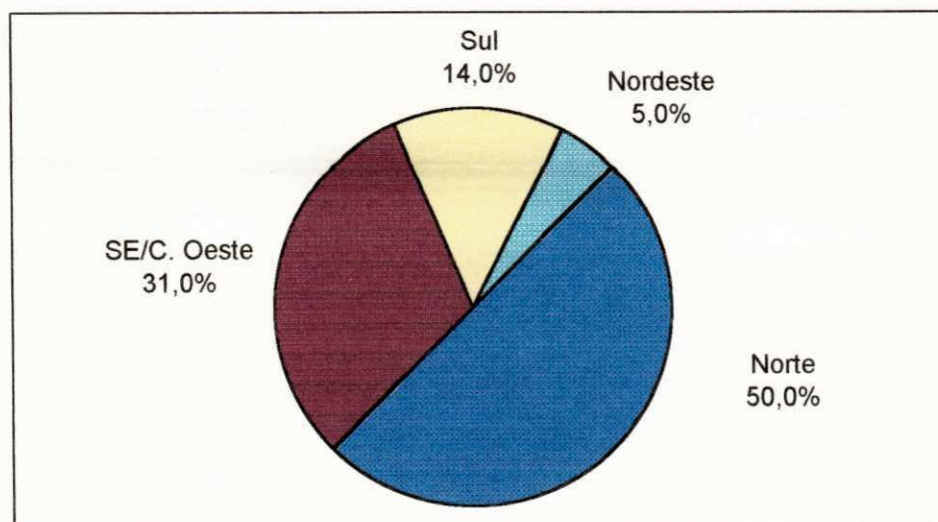


Figura 2.6 - Potencial hidrelétrico a aproveitar



Na hipótese de se considerar exclusivamente o potencial hidrelétrico para atender os requisitos de energia dos sistemas elétricos do ano em 2015, e considerando apenas a parcela economicamente competitiva e ambientalmente viável, cerca de 2/3 do total, o mesmo seria suficiente até o ano 2015 para os cenários I, II e III. No caso do cenário IV, este montante seria suficiente até o ano 2012. Entretanto, há incertezas quanto a parcela a ser realmente aproveitada, devido a questão ambiental e a correspondente postura da sociedade brasileira, principalmente em relação às usinas hidrelétricas da Região Amazônica.

O horizonte de esgotamento do potencial hidrelétrico competitivo e ambientalmente viável, com e sem a parcela da Região Amazônica, é apresentada na figura 2.7. Sem a parcela da Região Amazônica, o esgotamento do potencial hidrelétrico deverá ocorrer no período 2003/2012, enquanto que com a consideração da parcela da Região Amazônica, o esgotamento ocorrerá no período 2012/2021. De qualquer forma, o esgotamento do potencial hidrelétrico economicamente competitivo e ambientalmente viável ocorrerá na década 2010/2020.

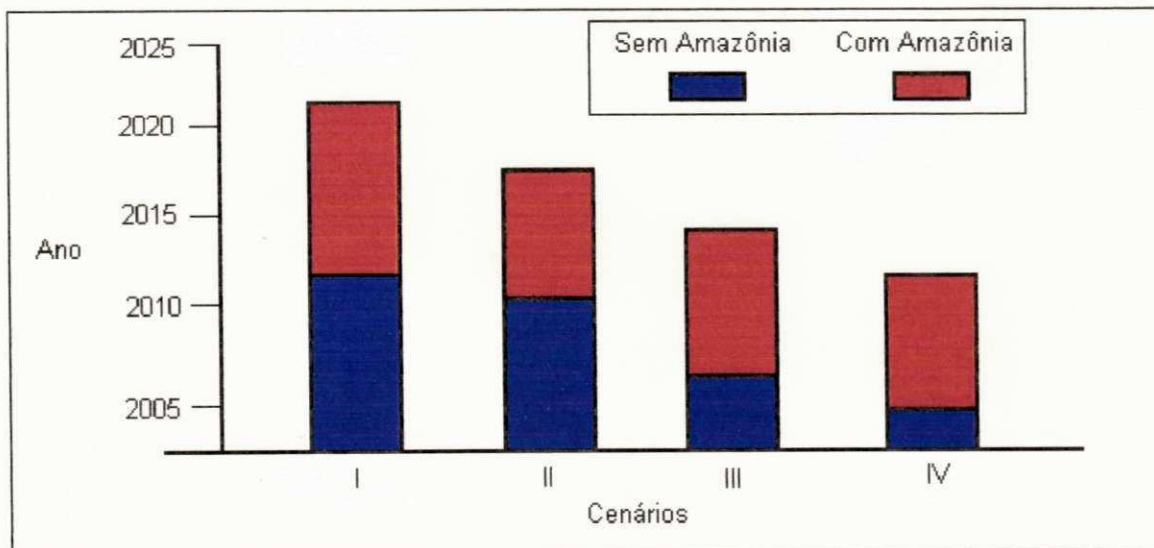


Figura 2.7 - Perspectiva de esgotamento do potencial hidrelétrico brasileiro

# Capítulo 3

## Aspectos dos sistema tarifário de energia elétrica brasileiro

O sistema tarifário de energia elétrica é um conjunto de normas e regulamentos que estabelecem o preço final da eletricidade para uma multiplicidade de consumidores - a **tarifa de energia elétrica**. O sistema tarifário brasileiro é regulamentado pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, que é um órgão subordinado ao Ministério das Minas e Energia - MME do Governo Federal.

As tarifas de energia elétrica devem ser estabelecidas de modo a atender alguns princípios, tal como o “Princípio da Igualdade ou Neutralidade”, o qual estabelece que a cada grupo de consumidores com características semelhante de utilização da energia elétrica seja atribuído a fração equivalente do custo de serviço que lhe for prestado. Além disso, dentro do contexto energético e econômico atual, as tarifas de energia elétrica devem ao mesmo tempo promover a conscientização dos consumidores da necessi-

dade do uso mais racional e econômico da energia elétrica e a eficiência das empresas prestadora do serviço, com o máximo de qualidade e produtividade.

Até 1982, as tarifas brasileiras eram estabelecidas com base nos **custos contábeis**. Esta metodologia apresentava uma série de problemas, os quais pode-se destacar:

- não satisfazia o Princípio da Igualdade ou Neutralidade
- não permitia a aplicação de tarifas diferenciadas, conforme os horários do dia e os meses do ano
- não estimulava uma maior racionalidade na interação da demanda e da oferta da energia elétrica.

Desta forma, esta estrutura tarifária deixava de refletir os verdadeiros custos relativos da energia, desestimulava uma maior racionalidade de seu uso e, conseqüentemente, não provocava o melhor aproveitamento dos sistemas elétricos.

Em 1977, iniciaram-se os estudos para aplicação dos conceitos dos **custos marginais** para determinação de tarifas do setor elétrico brasileiro, quando foi criado um grupo de trabalho DNAEE / ELETROBRÁS, com a consultoria da Electricité de France - EDF e apoio do Banco Mundial. Tais estudos se desenvolveram até 1981, e com base nos mesmos foi possível concluir pela adoção de uma estrutura tarifária baseada nos custos marginais, e iniciar a implantação das tarifas horo-sazonais em 1982 [DNAEE, 1984].

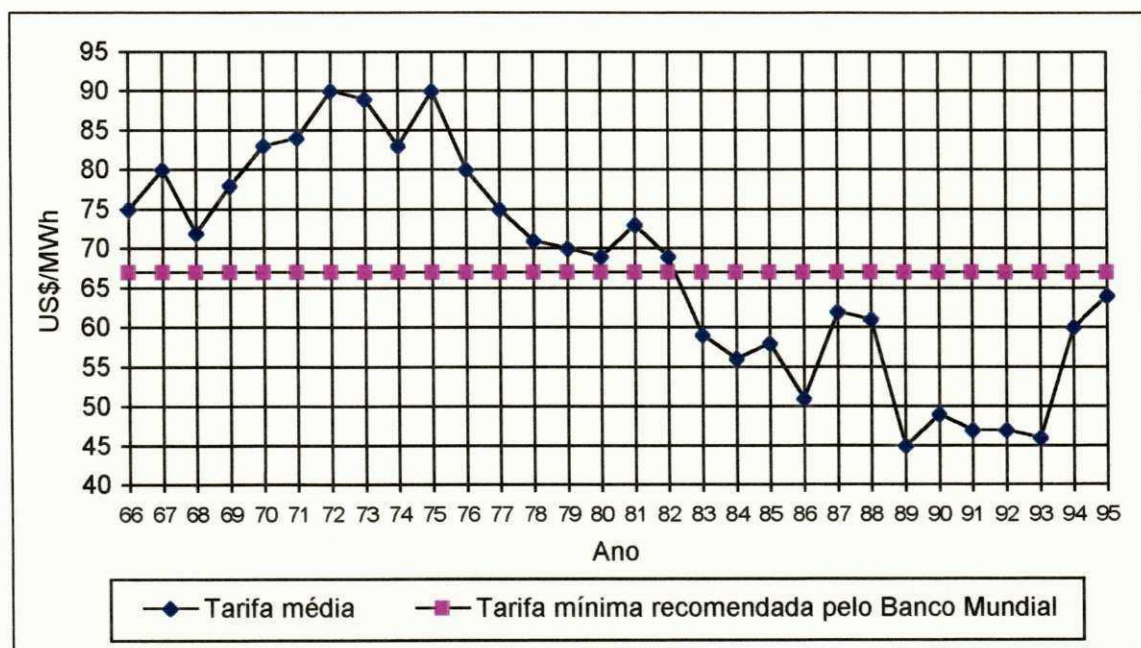
### 3.1 - Comportamento das tarifas no Brasil

No Brasil, só a partir da revolução de 30, o Estado passou a regulamentar os serviços e as tarifas de energia elétrica, com o Código de Águas de 1934. A partir daí, até a metade dos anos 60, os *custos dos serviços* eram tomados por base no estabelecimento das tarifas, com reajustes trianuais e adicionais negociados. No final dos anos 60 e durante os anos 70, o setor elétrico brasileiro sofreu uma vigorosa expansão, devido a

prática do realismo tarifário, que possibilitava boa situação financeira às empresas. Na década de 70, o sistema tarifário brasileiro sofreu duas importantes modificações. A primeira foi a equalização das tarifas em 1974, e a segunda, foi a submissão dos reajustes das tarifas ao aval obrigatório do Ministério da Fazenda e da Secretaria de Planejamento do Governo Federal, a partir de 1977.

Atualmente, a regulamentação das tarifas está sujeita às disposições da Lei Nº 8.631 de 1993, que estabeleceu a desqualificação tarifária, permitindo que cada empresa defina sua estrutura e nível tarifário, apesar da necessidade de aprovação pelo DNAEE, órgão regulamentador das tarifas de energia elétrica. No entanto, segundo ROSA e HOFFMAN [1995], a aplicação desta lei está *praticamente* revogada pela política de contenção da inflação do Plano Real.

O comportamento da tarifa média anual de fornecimento de energia elétrica no período de 1966-1995 é mostrado na figura 3.1. Verifica-se que desde 1982, os valores das tarifas estão abaixo do mínimo recomendado pelo Banco Mundial. No entanto, a partir de 1991, o comportamento das tarifas apontam para a tendência de recuperação de seu valor real.



Fonte: DNAEE/SNE/MME - 1996

Figura 3.1 - Tarifa média de fornecimento de energia elétrica (sem impostos inclusos)



### 3.2 - Determinação das tarifas com base nos conceitos do custo marginal

A definição usualmente utilizada pelo setor elétrico para o CUSTO MARGINAL é o custo requerido para atender a um incremento de carga, ou seja,

$$C_m = \frac{dc(s)}{ds} \quad (3.1)$$

onde:  $C_m$  é o custo marginal

$c(q)$  é o custo total de atendimento em função da carga

$q$  é a carga atendida

No caso do setor elétrico, o custo marginal é dividido em duas variantes a saber:

- Custo marginal de curto prazo (CMCP): é o custo de atendimento de uma unidade adicional de demanda, considerando o sistema elétrico existente, com a necessidade de aumento da geração. É, também, chamado de custo marginal de operação.
- Custo marginal de longo prazo (CMLP): é o custo de atendimento de uma unidade adicional de demanda, considerando a necessidade de expansão do sistema elétrico, com a alteração dos níveis de geração. É, também, chamado de custo marginal de expansão.

O conceito do custo marginal possibilita estabelecer uma metodologia para determinar os custos dos acréscimos de investimentos para atendimento de incrementos de consumo. Esse conceito se aplica adequadamente ao caso específico do setor elétrico, já que permite acompanhar de perto as variações de custo unitário de energia, decorrente dos investimentos que se efetuam de forma descontínua no tempo, no sistema elétrico como um todo.

A aplicação dos *conceitos de custo marginal* na determinação do custo de

energia elétrica pode ser explicada de uma forma simples, observando-se a seguinte sequência e a curva de carga diária por nível de tensão (Figura 3.2):

1. Determina-se a curva de carga dos diversos grupamentos de consumidores;
2. Encontra-se uma situação, no tempo, tal que o sistema elétrico esteja compatibilizado e com *oferta e demanda* em equilíbrio;
3. Supõe-se a ocorrência de um *incremento de consumo* num horário, estação do ano, posição no sistema elétrico e grupamento de consumidores escolhido;
4. Determina-se o *programa de expansão ou ampliação do sistema elétrico* que deve ser desenvolvido para atender ao suplemento de energia solicitado;
5. Define-se como custo marginal do fornecimento, na hora, estação do ano, posição no sistema elétrico e grupamento escolhido, o *custo adicional dos equipamentos e obras* que permite atender ao suplemento de energia solicitado.
6. Repetindo-se o processo, deslocando-se o suplemento de energia solicitado ao longo da curva de carga, nos diversos segmentos do sistema e para as diversas categorias de consumidores, obtém-se *os custos dos fornecimentos procurados*.

Desta forma, este processo permitiria, teoricamente, a definição de tarifas com base no custo marginal para cada consumidor em particular. No entanto, essa possibilidade é bastante limitada na prática, devido a problemas de diversas naturezas, dentre os quais pode-se destacar:

- problemas relativos aos sistemas de medição e cobrança;
- compreensibilidade dos preços pelo consumidores;
- restrições de comercialização de energia elétrica em determinadas condições.

Para exemplificar a aplicação desta sequência, indicamos a situação citada pelo DNAEE [1984], tomando com referência a figura 3.2:

*“Um suplemento de consumo entre às 18 e 21 horas, para um consumidor do subgrupo A4, junta-se aos demais consumos nos diversos níveis dos sistemas até a produção, e para atender a esse suplemento, novas redes em todos os níveis e máquinas nas usinas deverão ser antecipadas. O mesmo suplemento, ocorrendo entre as 06 e 09 ho-*

ras, vai encontra as redes de *nível superior desocupadas, inclusive a produção*. Tem-se, assim, que o *custo* de um fornecimento A4 é *muito maior* entre as 18 e 21 horas do que entre as 06 e 09 horas da manhã. Se estes custos forem transformados em tarifas, o consumidor A4 tenderá fugir do horário de 18 às 21 horas, o que resultará numa ocupação dos circuitos fora daquele horário, ou numa abertura de espaço, permitindo, por exemplo, o atendimento a novos consumidores residenciais com o mesmo sistema.”

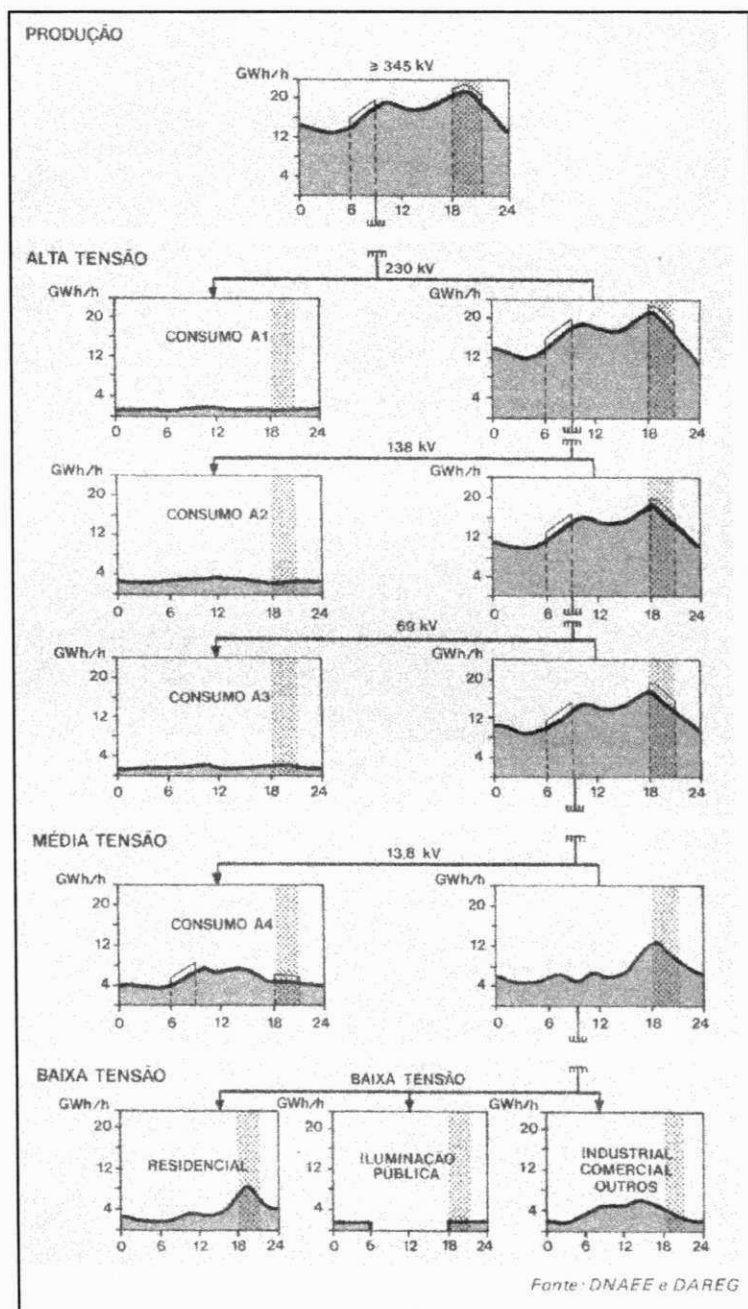


Figura 3.2 - Curva de carga diária por nível de tensão

A realização dos estudos para aplicação dos conceitos de custos marginal na determinação das tarifas no Brasil, levaram às seguintes conclusões:

1. O custo da energia entregue no horário de ponta é maior que nos outros horários;
2. O custo de produção de energia no período úmido do ano é menor que no período seco.
3. Os custos apurados relativos aos diversos grupos tarifários indicam que as tarifas aplicadas, na época originavam subsídios de algumas categorias para outras.

Tomando-se por base essas conclusões, é que se definiram pela aplicação da tarifa horo-sazonal.

### 3.3 - Tipos de estrutura tarifárias

O preço final pago pelo consumidor às concessionárias inclui as tarifas, as taxas ou encargos e os impostos. As taxas ou encargos estão relacionadas às despesas de atendimento aos consumidores, que independem da quantidade de energia consumida, e os impostos às políticas tributárias nacional e/ou regional.

As tarifas podem assumir as mais variadas estruturas. Os tipos de estrutura tarifária comumente utilizadas no Brasil, são descritas a seguir:

- Tarifa monômnia: contempla apenas um componente de preço, relativo ao consumo de energia (kWh) ao longo de um período de tempo, em geral um mês.
- Tarifa binômnia: contempla duas componentes de preços, um relativo ao consumo de energia (kWh) e outro para a demanda de potência (kW).



- Tarifa horo-sazonal: contempla preços diferenciados conforme os horários do dia e época do ano da utilização da energia. Geralmente, é utilizada juntamente com a tarifa binômia.
- Tarifa em blocos: contempla preço unitário variável de acordo com o total de energia consumida. Como exemplo, pode-se citar as tarifas aplicadas aos consumidores residências de baixa renda.
- Tarifa interruptíveis: é geralmente utilizada quando o sistema está com excedente de energia, mas com a condição de que o fornecimento ao consumidor possa ser interrompido sempre que houver dificuldade no atendimento por parte da concessionária. Podem ser utilizadas juntamente com a tarifa monômia ou binômia, com preços necessariamente baixos, já que não sobrecarregam a capacidade do sistema.

### 3.4 - Princípios básicos e objetivos das tarifas

As tarifas, tanto em nível de preços como de estruturas, devem ser estabelecidas de forma a manter a maior coerência possível com os custos marginais e, também, levar em consideração os objetivos atribuídos ao setor elétrico, de forma mais racional possível.

As tarifas devem ser estabelecidas levando-se em consideração os seguintes princípios:

- Princípio da eficiência: as tarifas devem estimular a melhor alocação possível dos recursos econômicos do país, sinalizando aos consumidores a direção dos mínimos custos e do uso racional e da conservação de energia.
- Princípio da igualdade ou neutralidade: as tarifas devem garantir uma certa igualdade de tratamento para os diversos consumidores que utilizam o sistema elétrico de forma semelhante.

- Princípio da justiça: as tarifas devem promover a justiça social, desenvolvendo “tarifas sociais” (subsidiadas) para os consumidores de baixa renda.
- Princípio do equilíbrio financeiro: as tarifas devem promover o equilíbrio econômico-financeiro das empresas concessionárias, produzindo receitas capazes de cobrir os custos, permitir uma rentabilidade razoável para o capital investido e garantir a expansão do sistema elétrico.
- Princípio da simplicidade: as tarifas devem ser as mais simples possíveis, de modo a serem bem compreendidas pelos consumidores.
- Princípio da estabilidade: as tarifas devem conservar sua estrutura de preços durante um tempo razoável, evitando grandes flutuações em períodos curtos.

Além desses princípios básicos, as tarifas são estabelecidas considerando-se os seguintes objetivos:

- Objetivo político: pode-se citar a questão da equalização das tarifas a nível nacional, regional, estadual, etc.
- Objetivo econômico: tarifas que não incentivem a substituição de energia elétrica por outra forma de energia mais cara e com preços subsidiados.
- Objetivo social: tarifas especiais para irrigação, para consumidores de baixa renda, etc.
- Objetivo comercial: aplicação de tarifas especiais para comercialização de grandes blocos de energia.
- Objetivos do setor elétricos: tarifas que viabilizem as metas dos programas de conservação de energia, programas de qualidade e produtividade, etc.

Uma análise mais profunda dos princípios básicos e dos objetivos das tarifas, leva a conclusão de que alguns princípios e objetivos podem ser conflitantes. No entanto estes conflitos fazem parte da realidade de cada país ou região e devem ser tratados com racionalidade na determinação das tarifas. Com base nestes pontos, pode-se afirmar que não existem tarifas ideais [BITU e BORN, 1993].

Com base no *princípio da eficiência* e nos *objetivos do setor elétrico*, a estrutura tarifária brasileira possui alguns pontos que merecem a devida atenção por parte dos consumidores. Este pontos são relacionados com a forma de cobrança da demanda de potência, com o fator de potência e o de carga das instalações, bem como com a possibi-

- Consumo - CA (kWh): é a quantidade de energia elétrica ativa efetivamente medida no período de faturamento (geralmente mensal).
- Horário de Ponta (p): é o intervalo de três horas consecutivas, situado no período compreendido entre 17:00 e 22:00 horas de cada dia, exceto sábados e domingos, definidos segundo as características da carga do sistema elétrico da concessionária.
- Horário Fora de Ponta (f): é o intervalo formada pelas horas complementares às três horas do período de ponta, bem como pelas 24 horas dos sábados e domingos.
- Período Úmido (u): é o período de cinco meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras realizadas no mês de dezembro de um ano a abril do ano seguinte.
- Período Seco (s): é o período de sete meses consecutivos complementar ao período úmido (maio a novembro do mesmo ano).
- Tarifa de demanda - TD (R\$ / kW): é valor que é aplicado sobre a demanda faturada resultando no faturamento da demanda.
- Tarifa de consumo - TC (R\$ / kWh): é o valor que é aplicado sobre o consumo efetivamente medido resultando no faturamento do consumo.
- Tarifa de ultrapassagem - TU (R\$ / kW): é uma tarifa diferenciada a ser aplicada sobre a parcela de demanda que superar as respectivas demandas contratadas. É aplicada às unidades consumidoras enquadradas na tarifação horo-sazonal.
- Consumidores convencionais: são os consumidores que são submetidos à estrutura tarifária convencional.
- Consumidores horo-sazonais: são os consumidores que são submetidos à estrutura tarifária horo-sazonal.

### 3.5.2 - Limites de fornecimento

As condições gerais de fornecimento de energia elétrica são estabelecidas basicamente, pela portaria DNAEE N° 222/87. Esta portaria estabelece os limites de fornecimento de energia elétrica, conforme a tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Limites de fornecimento de energia elétrica

NÍVEL DE TENSÃO	CARGA INSTALADA
Tensão secundária de distribuição	$D_{inst} \leq 50 \text{ kW}$
Tensão primária de distribuição	$50 \text{ kW} < D_{inst} \leq 2.500 \text{ kW}$
Tensão de transmissão	$D_{inst} > 2.500 \text{ kW}$

É importante ressaltar que, estes limites podem variar de concessionária para concessionária, mediante homologação do DNAEE.

### 3.5.3 - Classificação de consumidores

Para efeitos de faturamento da energia elétrica, os consumidores são classificados em dois grupos tarifários, os quais são divididos em subgrupos, de acordo com os níveis de tensão de fornecimento (grupo A) e utilização da energia (grupo B), conforme a seguir:

- **Grupo A:** são as unidades consumidoras atendidas em tensão de fornecimento igual ou superior a 2.300 volts, e em alguns casos de grandes consumidores atendidos em rede subterrânea. Para esses consumidores são aplicadas tarifas de demanda e de consumo.



Subgrupos: A1 - 230 kV ou mais

A2 - 88 a 138 kV

A3 - 69 kV

A3a - 30 a 44 kV

A4 - 2,3 a 25 kV

AS - subterrâneo

- Grupo B: são as unidades consumidoras atendidas em tensão de fornecimento inferior a 2.300 volts. Para esses consumidores é aplicada somente a tarifa de consumo.

Subgrupos: B1 - residencial e residência de baixa renda

B2 - Rural, cooperativa rural e serviço público de irrigação

B3 - Demais classes

B4 - Iluminação pública

Os consumidores também são classificados, para fins de cadastro, de acordo com a atividade exercida, como sendo:

- I. Residencial
- II. Industrial
- III. Comercial
- IV. Rural
- V. Poder público
- VI. Iluminação pública
- VII. Serviço público
- VIII. Consumo próprio

### 3.5.4 - Classificação das tarifas

Na estrutura tarifária atual, as tarifas são classificadas em:

- Tarifas de fornecimento: são os valores das tarifas aplicadas aos consumi-

dores finais. Podem ser monômias, binômias e, ainda, horo-sazonais.

- Tarifas de suprimento: são os valores de tarifas praticados entre as empresas concessionárias. São binômias e horo-sazonais.
- Tarifas especiais: são tarifas destinadas a condições de exceções e definidas em conformidade com a disponibilidade ou falta de energia. Geralmente são estabelecidas em função de políticas de governos.

### 3.5.5 - Modalidade tarifárias

As unidades consumidoras enquadradas na classificação do Grupo A, possuem três opções de modalidade tarifárias: a tarifa convencional e as horo-sazonais azul e verde, dependendo da tensão de fornecimento e de sua demanda. Cada uma destas modalidades possuem características próprias, referentes a tarifação de demanda e consumo, que as diferenciam uma das outras. Já as unidades consumidoras do Grupo B, são faturadas pela tarifa monômnia, que contempla apenas um componente de preço para o consumo.

Para se reduzir os custos com as contas de energia de consumidores enquadrados no grupo B, deve-se atuar no sentido de reduzir o consumo de energia. No entanto, no caso de consumidores do grupo A, deve-se atuar simultaneamente no consumo e na demanda. Para isso faz-se necessário o conhecimento das características de cada modalidade tarifária.

De acordo com portaria N<sup>o</sup> 33/88 do DNAEE, os consumidores do grupo A podem optar pela modalidade tarifária adequada, de acordo com a tabela 3.2.

Não existem regras fixas para definir qual tipo de modalidade tarifária mais adequada para uma determinada unidade consumidora. Deve-se proceder uma análise das características do consumo de cada unidade consumidora, a fim de verificar qual apresenta maiores ou menores vantagens, em termos de redução de custos com a energia elétrica. No entanto, é possível afirmar que a modalidades horo-sazonais oferecem maio-

res possibilidades para o gerenciamento dos custos com a energia, principalmente se minimizar, ou até mesmo evitar, o consumo e a demanda no horário de ponta.

TABELA 3.2 - Opções tarifárias para consumidores do Grupo A

Características do consumidor	Tipos de tarifas aplicáveis
Tensão de fornecimento maior ou igual a 69 kV. Qualquer demanda.	Azul
Tensão de fornecimento inferior a 69 kV. Demanda igual ou superior a 500 kW	Azul ou verde
Tensão de fornecimento inferior a 69 kV Demanda igual ou superior a 50 kW e inferior a 500 kW	Azul, verde ou convencional

### 3.5.5.1 - Tarifa convencional

A modalidade tarifária convencional contempla apenas um preço para a demanda e outro para o consumo, independentemente do mês e horário de utilização da energia.

O consumo de energia ativa (CA) a ser faturado será aquele verificado por medição no período de faturamento.

O valor da demanda a ser faturada (DF) será o maior dentre:

- Demanda contratada (DC), caso haja contrato de fornecimento de energia elétrica,
- Demanda máxima registrada (DR), por medição, no mês,
- 85% do maior valor de demanda registrada (DR), por medição, nos últimos onze meses.



Para este tipo de tarifação, o valor da fatura (VF) de energia elétrica a ser paga pelo consumidor será obtido pela seguinte equação:

$$VF = (CA \cdot TC + DF \cdot TD) \cdot \left( \frac{1}{1 - ICMS} \right) \quad (3.2)$$

onde: VF - valor da fatura (em R\$)

CA - consumo de energia ativa (em kWh)

DF - demanda faturada (em kW)

TC - tarifa de consumo (em R\$/kWh)

TD - tarifa de demanda (em R\$/kW)

ICMS - índice do imposto sobre circulação de mercadoria e serviços

### 3.5.5.2 - Tarifas horo-sazonais

Esta modalidade tarifária oferece duas opções de tarifa às unidades consumidoras: a tarifa azul e a tarifa verde, que diferenciam-se apenas no tocante a cobrança da demanda e ao tipo de consumidor que pode se enquadrar.

A tarifa azul contempla dois preços para a demanda (ponta e fora de ponta) e a tarifa verde contempla apenas um preço para a demanda, independente do segmento horo-sazonal. Quanto ao consumo, ambas possuem uma estrutura baseada em quatro preços, de acordo com o horário do dia e períodos do ano (ponta úmida, ponta seca, fora de ponta úmida e fora de ponta seca).

O consumo a ser faturado será aquele efetivamente medido em cada segmento horo-sazonal.

O valor de demanda a ser faturado será o maior dentre:

- a demanda contratada (para cada segmento horo-sazonal na tarifa azul).



- a máxima demanda registrada em intervalos de 15 minutos, verificada por medição (para cada segmento horo-sazonal, na tarifa azul).

O valor da fatura (VF) de energia elétrica a ser paga pelos consumidores submetidos a tarifa horo-sazonal é calculado, de acordo com as equações 3.3 a 3.6, levando-se em consideração os períodos seco e úmido.

Para a tarifação horo-sazonal azul:

- no período seco:

$$VF = \left( CA_{fs} \cdot TC_{fs} + CA_{ps} \cdot TC_{ps} + DF_f \cdot TD_f + DF_p \cdot TD_p \right) \left( \frac{1}{1 - ICMS} \right) \quad (3.3)$$

- no período úmido:

$$VF = \left( CA_{fu} \cdot TC_{fu} + CA_{pu} \cdot TC_{pu} + DF_f \cdot TD_f + DF_p \cdot TD_p \right) \left( \frac{1}{1 - ICMS} \right) \quad (3.4)$$

Para a tarifação horo-sazonal verde:

- no período seco:

$$VF = \left( CA_{fs} \cdot TC_{fs} + CA_{ps} \cdot TC_{ps} + DF \cdot TD \right) \left( \frac{1}{1 - ICMS} \right) \quad (3.5)$$

- no período úmido:

$$VF = \left( CA_{fu} \cdot TC_{fu} + CA_{pu} \cdot TC_{pu} + DF \cdot TD \right) \left( \frac{1}{1 - ICMS} \right) \quad (3.6)$$

onde: VF - valor da fatura (em R\$)

CA - consumo de energia ativa (em kWh)

- DF - demanda faturada (em kW)  
TC - tarifa de consumo (em R\$/kWh)  
TD - tarifa de demanda (em R\$/kW)  
f - índice que indica o horário fora de ponta  
p - índice que indica o horário de ponta  
s - índice que indica o período seco  
u - índice que indica o período úmido  
ICMS - índice do imposto sobre circulação de mercadoria e serviços

Pode ocorrer também a incidência da tarifa de ultrapassagem sobre a parcela total de demanda registrada que exceder os valores contratados. A tarifa de ultrapassagem só será aplicada quando excedidos os limites abaixo:

- 5% (cinco por cento) da demanda contratada para unidades consumidoras atendidas em tensão igual ou superior a 69 kV e conseqüentemente enquadradas na tarifa azul.
- 10% (dez por cento) da demanda contratada para unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 69 kV, enquadradas na tarifa azul ou verde, com demanda contratada igual ou superior a 100 kW.
- 20% (vinte por cento) da demanda contratada para unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 69 kV, enquadradas na tarifa azul ou verde com demanda contratada de 50 kW até 100 kW.

### 3.6 - Considerações sobre de cobrança da demanda

Por não ser obrigatório, é bastante comum a não formalização do contrato de fornecimento de energia elétrica entre as concessionárias e os consumidores convencio-

nais. Quando isso ocorre, a demanda faturada será a maior dentre a registrada (DR) e 85% do maior valor de demanda registrada (DR), por medição, nos últimos onze meses.

Assim sendo, nota-se que a ocorrência de uma demanda elevada em um determinado mês, leva a custos desnecessários ao longo dos próximos onze meses, mesmo que se reduza a demanda nos meses seguintes, ou seja, o consumidor poderá pagar por aquilo que efetivamente não utilizou.

No caso de consumidores horo-sazonais, é obrigatório a formalização do contrato de fornecimento entre concessionária e consumidor, no qual deve constar os valores de demanda contratadas para os horário de ponta e fora de ponta. Pode-se detectar duas situações que correspondem a custos financeiros desnecessários e passíveis de redução e/ou eliminação. Estas situações são apresentadas a seguir:

1. A demanda registrada é inferior a contratada ( $DR < DC$ ):

Nesta situação há *ociosidade* da demanda, podendo ser obtida economias relativas a diferença entre a demanda contratada e a efetivamente registrada. A solução para esta situação recai sobre uma reavaliação do contrato de fornecimento de energia elétrica, no sentido de se reduzir o valor da demanda contratada.

2. A demanda registrada é superior a contratada ( $DR > DC$ ):

Neste caso há *ultrapassagem* da demanda contratada, o que corresponde a custo financeiros mais elevados, pois sobre a diferença entre a demanda registrada e a contratada, incide a tarifa de ultrapassagem (TU), que é aproximadamente três vezes superior a tarifa de demanda normal (TD). Existem duas possibilidades de solução para esta situação:

- Redução do valor da demanda registrada através de medidas de otimização da demanda, então todo o montante pago como ultrapassagem constitui um potencial de economia.

- Aumento do valor da demanda contratada para valores compatíveis com a registrada, então o potencial de economia será constituído da diferença do valor das tarifas de ultrapassagem (TU) e normal (TD) sobre o acréscimo efetuado na demanda contratada.

### 3.7 - Regulamentação do fator de potência

O fator de potência (FP) é um índice que indica como a energia elétrica está sendo utilizada e reflete a relação entre a energia realmente útil (ativa) e a energia total (aparente) fornecida pelo sistema elétrico.

A energia transmitida, distribuída e fornecida pelo sistema elétrico ao consumidor é a chamada energia aparente que é composta de duas parcelas:

- energia ativa: aquela que realmente produz trabalho, gerando calor, luz, movimento, etc. É medida em kWh.
- energia reativa: aquela que usada para criar e manter os campos eletromagnéticos das cargas indutivas e/ou capacitivas, tais como: motores elétricos, reatores, fornos de indução, transformadores, etc. É medida em kvarh.

O fator de potência é expresso pela seguinte equação:

$$\text{FP} = \frac{\text{CA}}{\sqrt{\text{CA}^2 + \text{CR}^2}} \quad (3.7)$$

onde: FP - fator de potência

CA - consumo de energia ativa (em kWh)

CR - consumo de energia reativa (em kvarh)

Deduz-se pela equação (3.7), que baixos valores de fator de potência (FP) são decorrentes de quantidades elevadas de energia reativa (CR). Isso resulta em aumento da corrente que circula entre a fonte e a carga, provocando uma série de inconvenientes às instalações da própria unidade consumidora e ao sistema elétrico como um todo, tais como: sobrecargas, quedas de tensão, subutilização da capacidade instalada, etc.

Por este motivo, a legislação de energia elétrica brasileira prevê a cobrança de um adicional na conta de energia elétrica, para aquelas unidades consumidoras cujo fator de potência seja inferior a um valor mínimo estipulado por lei. Até março de 1994, este valor mínimo era 0,85 (oitenta e cinco por cento) e era apurado mensalmente, através dos valores de consumo de energia ativa e reativa. O adicional cobrado nas contas de energia elétrica, caso o fator de potência fosse menor que 0,85, era conhecido por “ajuste pelo baixo fator de potência”.

No entanto, a Portaria DNAEE N<sup>o</sup> 1569/93 introduziu uma nova forma de abordagem do ajuste pelo baixo fator de potência, com os seguintes aspectos mais relevantes:

- aumento do limite mínimo do fator de potência de 0,85 para 0,92, a partir de abril de 1994, inclusive;
- faturamento de energia reativa capacitiva excedente;
- redução do período de avaliação do fator de potência de mensal para horário, a partir de abril de 1996, inclusive.

Em outras palavras, a legislação anterior permitia o consumo de “0,62 kvarh” para cada “kWh” de energia consumida. Com as alterações, esta relação foi alterada para “0,43 kvarh” para cada “kWh” consumido.

O tradicional “ajuste por baixo fator de potência” deixou de existir, por força da portaria DNAEE N<sup>o</sup> 1569/93, sendo substituído pelo faturamento do excedente de reativo, que é cobrado sobre o consumo e a demanda reativa excedente. Enquanto o período de avaliação do fator de potência era mensal ou, ainda, não forem instalados equipamentos de medição que permitam a avaliação horário do fator de potência, os faturamentos dos excedentes reativos serão pelas seguintes expressões:

$$\boxed{\text{FDR} = \left( \text{DR} \cdot \frac{0,92}{\text{FP}} - \text{DF} \right) \cdot \text{TD} \cdot \left( \frac{1}{1 - \text{ICMS}} \right)} \quad (3.8)$$

$$\boxed{\text{FER} = \text{CA} \cdot \left( \frac{0,92}{\text{FP}} - 1 \right) \cdot \text{TC} \cdot \left( \frac{1}{1 - \text{ICMS}} \right)} \quad (3.9)$$

No entanto, com a instalação de equipamentos apropriados, a partir de abril de 1996, serão calculados pelas seguintes expressões:

$$\boxed{\text{FER} = \sum_{t=1}^{nh} \left[ \text{CA}_t \cdot \left( \frac{0,92}{\text{FP}_t} - 1 \right) \right] \cdot \text{TC} \cdot \left( \frac{1}{1 - \text{ICMS}} \right)} \quad (3.10)$$

$$\boxed{\text{FDR} = \left[ \text{MAX}_{t=1}^{nh} \left( \text{DR}_t \cdot \frac{0,92}{\text{FP}_t} \right) - \text{DF} \right] \cdot \text{TD} \cdot \left( \frac{1}{1 - \text{ICMS}} \right)} \quad (3.11)$$

onde: FER - faturamento de energia reativa excedente (em R\$)

FDR - faturamento da demanda reativa excedente (em R\$)

MAX - função que identifica o valor máximo da expressão dentro do parênteses correspondente

DR - demanda registrada (em kW)

DF - demanda faturada (em kW)

TD - tarifa de demanda (em R\$/kW)

TC - tarifa de consumo (em R\$/kW)

t - indica intervalo de 01 (uma) hora, no período de faturamento.

nh - número de intervalos de integralização "t"

ICMS - índice relativo ao Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços

Nos casos de consumidores horo-sazonais, estes valores devem ser calculados para os horários de ponta e fora de ponta. E na hipótese de ocorrerem ultrapassagem da demanda contratada, as parcelas das demanda relativas a ultrapassagem deverão ser consideradas com a aplicação das tarifas de demanda (TD) normais.

Desta forma, pode-se concluir que a taxaçoão devida ao baixo fator de potência incide sobre o consumo e a demanda, representando um ônus na conta de energia. Para evitar este ônus, o consumidor poderá tomar algumas providências no sentido de aumentar o fator de potência para valores superiores a 0,92, sendo a providência mais comum a instalação de bancos de capacitores, que requer um certo investimento , porém com amortização garantida.

### 3.8 - Relação entre o fator de carga (FC) e o custo médio da energia (CM)

O custo médio da energia (em R\$ / kWh) para o consumidor está intimamente relacionado com a forma de utilização da energia. Esta forma de utilização de energia vem indicada na conta de energia elétrica através do fator de carga (FC). A seguir, ver-se-á as relações entre estes dois índices.

#### 3.8.1 - Fator de carga (FC)

O fator de carga (FC) é um índice que mostra se o consumidor está utilizando a energia de modo eficiente ou não, e está intimamente relacionado com o custo média da energia, de forma inversamente proporcional. Quanto menor o fator de carga, maior será o custo médio da energia.



O fator de carga de uma instalação é definido com sendo a relação entre a demanda de potência média e a máxima medida em um determinado período de faturamento, ou seja, a relação entre o consumo de energia ativa medido e o consumo que se teria, caso a demanda máxima medida permanecesse constante por todo o período de faturamento. O fator de carga (FC) de uma unidade consumidora é dada pela seguinte equação:

$$\boxed{FC = \frac{\text{Demanda media (kW)}}{\text{Demanda maxima (kW)}} = \frac{CA \text{ (kWh)}}{DR(\text{kW}) \cdot N^{\circ} \text{ de horas}}} \quad (3.12)$$

Por definição, contida em legislação, adota-se que o tempo médio mensal que a energia elétrica fica a disposição do consumidor é de 24 horas por dia durante o mês, isto representa que o número médio de horas durante o ano é de 730 horas por mês.

No caso da unidade consumidora ser tarifada na modalidade convencional, utiliza-se a equação (3.06) com  $N^{\circ}$  de horas igual a 730 horas. Se a tarifação for horo-sazonal, deve-se levar em conta os períodos de ponta e fora de ponta. Na tarifa azul, calcula-se os fatores de carga para os horários de ponta e fora de ponta, considerando-se os consumos e as demanda registradas para cada período e os períodos de 66 horas para o período de ponta e de 664 horas para fora de ponta. No caso tarifa verde, considera-se o mesmo valor de demanda tanto para o período de ponta com para fora de ponta. Assim temos:

a) Tarifação convencional:

$$\boxed{FC = \frac{CA}{DR \cdot 730}} \quad (3.13)$$

b) Tarifação horo-sazonal azul:

• no horário de ponta:

$$\boxed{FC_p = \frac{CA_p}{DR_p \cdot 66}} \quad (3.14)$$



- no horário fora de ponta:

$$\boxed{FC_f = \frac{CA_f}{DR_f \cdot 664}} \quad (3.15)$$

c) Tarifação horo-sazonal verde:

Considerando-se a mesma demanda para ponta e fora de ponta, pode-se utilizar as mesmas equações para tarifação horo-sazonal azul (3.12 e 3.13).

- onde:
- p - indica o horário de ponta
  - f - indica o horário fora de ponta
  - FC - fator de carga
  - CA - consumo de energia ativa (kWh)
  - DR - demanda de potência registrada (kW)

As principais causas de um fator de carga baixo são:

- equipamentos de grande potência operando a plena carga somente em períodos de tempo relativamente curtos, funcionando com carga reduzida ou sendo desligadas nos demais períodos,
- cargas de grande potência funcionando simultaneamente,
- curtos-circuitos e fugas de corrente,
- falta de programação para utilização de energia.

Em resumo, o fator de carga baixo é causado pela concentração de cargas funcionando num mesmo período, levando a uma grande demanda e, conseqüentemente, provocando maior carregamento dos transformadores e cabos da instalação.

Existem três formas para se aumentar o fator de carga e, conseqüentemente, o custo médio da energia baixo, que são:

- a) aumentar o número de horas trabalhadas (ou seja, aumentando o consumo de kWh), porém conservando-se a demanda de potência.

Neste caso, se a unidade for tarifada na modalidade horo-sazonal, o aumento das horas trabalhadas deve ser no período fora de ponta.

- b) otimizar a demanda de potência, conservando-se o mesmo nível de consumo de kWh.
- c) atuar simultaneamente nos dois parâmetros acima citados.

Além de reduzir os custos da energia consumida, o aumento do fator de carga de uma unidade consumidora leva a um melhor aproveitamento e aumento da vida útil das instalações elétricas e a uma otimização dos investimentos nas instalações.

### 3.8.2 - Custo médio da energia (CM)

O valor da conta de energia elétrica é calculado levando-se em consideração os valores relativos a consumo, demanda, excedentes de reativos, taxa de iluminação pública e encargos associados (ICMS). A tarifa de consumo (em R\$ / kWh) é aplicada diretamente a quantidade de energia elétrica ativa (kWh) medida no período de faturamento, geralmente 30 dias. A tarifa de demanda é aplicada sobre a potência ativa (kW) colocada a disposição da unidade consumidora por parte da empresa concessionária. O valor relativo aos excedentes de reativos é cobrado sobre os excedentes de energia e demanda de potência reativa (kvarh e kvar), caso o fator de potência seja inferior a 0,92 (noventa e dois por cento).

Por definição, o custo médio da energia é dado por:

$$\text{CM} = \frac{\text{Valor total da conta de energia (R\$)}}{\text{Consumo mensal de energia elétrica ativa (KWh)}} \quad (3.16)$$

Nos cálculos do custo médio da energia (CM), deverão ser incluídos as parcelas relativas aos excedente de demanda e energia reativa e do ICMS. Por outro lado, não

serão incluídas as taxas de iluminação pública, acréscimos moratórios, parcelamento de débitos, e qualquer outra taxa que não seja inerente à utilização de energia no mês em questão.

Considerando apenas os custos relativos ao consumo e a demanda de potência, pode-se deduzir a relação entre o custo médio da energia e o fator de carga a partir da equação (3.16). Deste modo, pode-se afirmar que o custo médio da energia e o fator de carga de uma unidade consumidora estão intimamente relacionados, de forma inversamente proporcional.

$$CM = \frac{\text{Tarifa de demanda}}{FC \cdot N^{\circ} \text{ de horas}} + \text{Tarifa de consumo} \quad (3.17)$$

O custo médio da energia elétrica (CM) em função do fator de carga (FC), para os consumidores convencionais, é apresentado na figura 3.3.

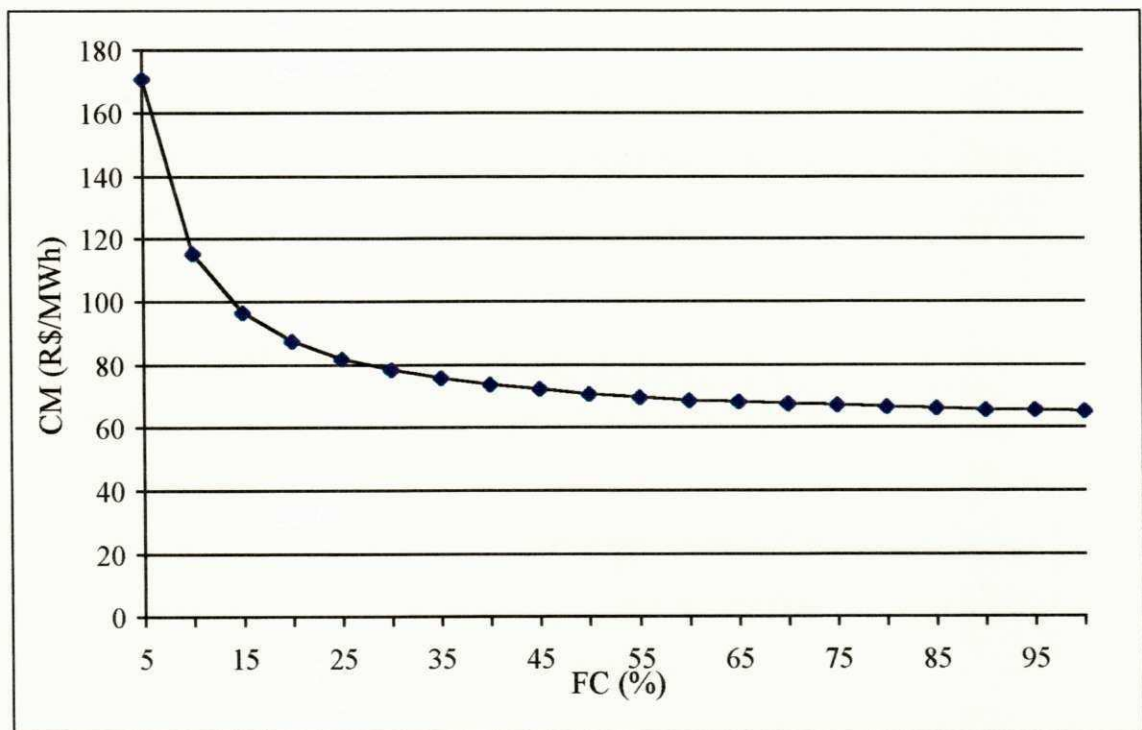


Figura 3.3 - Custo médio da energia elétrica em função do fator de carga  
Tarifação convencional

Já o custo médio da energia elétrica para os consumidores horo-sazonais possui comportamento similar em função do fator de carga, mas depende, também, da modulação de carga, que é definida como a redução percentual da demanda no horário de ponta em relação ao horário fora de ponta, e expressa por:

$$\text{MOD} = \left( \frac{\text{DR}_f - \text{DR}_p}{\text{DR}_f} \right) 100 \quad (3.18)$$

A figura 3.4 apresenta o comportamento do custo médio da energia elétrica em função do fator de carga para os consumidores horo-sazonais azul, considerando-se que os fatores de carga para os horários de ponta e fora de ponta são iguais.

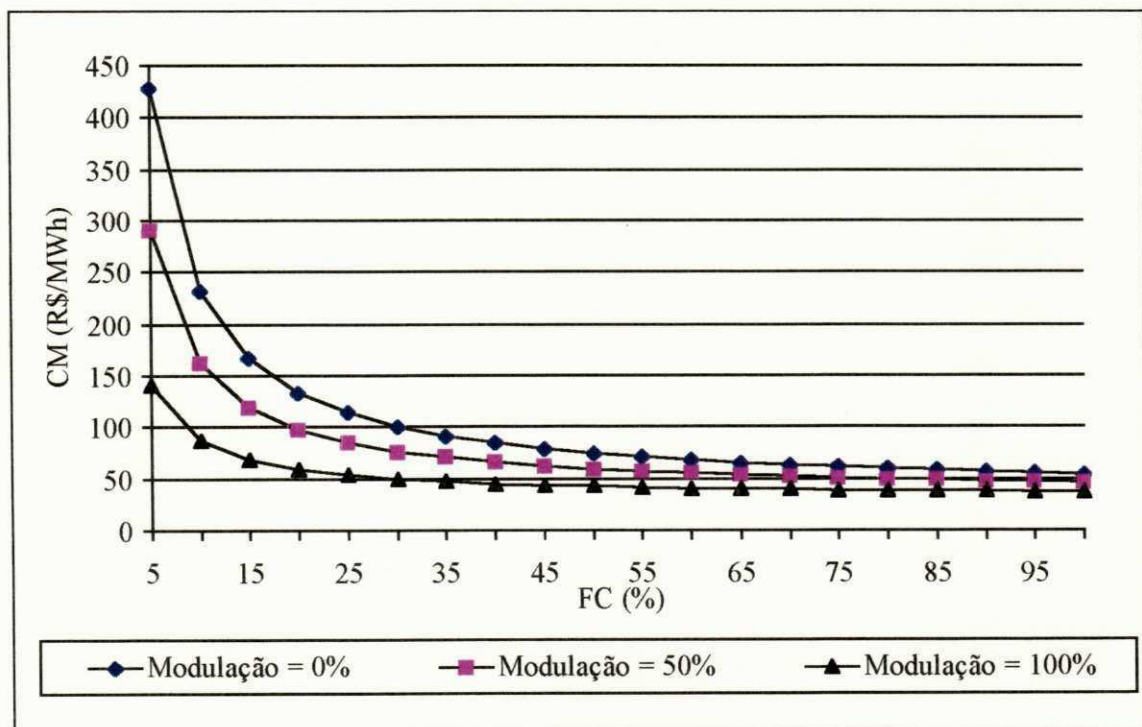


Figura 3.4 - Custo médio da energia elétrica em função do fator de carga  
Tarifação horo-sazonal azul

# Capítulo 4

## Metodologia para análise das faturas de energia elétrica

As faturas de energia elétrica constituem-se numa ferramenta importante e fundamental de gerenciamento energético de uma unidade consumidora. Nas faturas de energia elétrica vêm explicitados todos os dados inerentes à utilização de energia elétrica durante o período de faturamento, geralmente 30 (trinta) dias, tais como:

- Consumo de energia ativa (em kWh)
- Demanda de potência registrada (em kW)
- Demanda de potência faturada (em kW)
- Fator de carga da unidade consumidora
- Fator de potência médio da unidade consumidora
- Valor da fatura (em R\$)

Uma análise detalhada do comportamento desta variáveis pode levar a redução de custos imediatos. Algumas medidas podem ser adotadas, sem a necessidade de inves-

timentos ou com investimentos mínimos, como otimização tarifária e de demanda. Outras implicam em investimentos, porém retorno em prazo relativamente curto, como é o caso da correção do fator de potência.

Ressalta-se que a aplicação destas medidas é considerada fundamental, pois em muitos casos, propiciam economias imediatas para o consumidor, que poderá reaplicá-las em suas instalações, mediante a implantação de medidas rentáveis de conservação de energia, tais como:

- Substituição e/ou implantação de sistemas de iluminação mais eficientes,
- Substituição, aquisição e/ou remanejamento de motores elétricos,
- Implantação de medidas de manutenção dos sistemas de refrigeração de condicionamento ambiental.

A seguir serão apresentadas as metodologias aplicadas nas análises realizadas neste trabalho, conforme critério descritos no capítulo 5.

#### 4.1 - Análise do fator de potência (FP)

Como sabe-se, quando o fator de potência de uma unidade consumidora é inferior a 0,92 (noventa e dois por cento), o consumidor é taxado sob a forma de faturamento de demanda e energia reativa excedentes, de acordo com regulamentação da Portaria DANAEE Nº 1569/93. Portanto, a parcela da fatura de energia relativa ao faturamento de demanda e energia reativa excedentes constituem-se num potencial de economia substancial, através de medidas de controle do fator de potência.

Para avaliar o potencial de redução de custo que se pode obter otimização do fator de potência, adotar-se-á a seguinte metodologia:

1. Analisar o histórico de consumo de pelo menos doze meses e selecionar os meses em que o fator de potência foi inferior a 0,92.

2. Calcular os valores dos faturamentos de demanda e energia reativa excedentes (FER e FDR) dos meses selecionados, utilizando as equações 3.8 e 3.9, caso tal valor não esteja explicitado na fatura.
3. Calcular o valor total do ônus sobre a fatura de energia elétrica (AFP) devido ao baixo valor de fator de potência, através da seguinte equação:

$$\text{AFP} = \sum_{i=1}^n (\text{FER}_i + \text{FDR}_i) \quad (4.1)$$

onde: n - número de meses do período de observação.

- d) Calcular o potencial de redução de custo médio, através da seguinte equação:

$$\overline{\text{PRC}} = \frac{\text{AFP}}{n} \quad (4.2)$$

Vale salientar que a portaria Nº 1569/93, prever alteração na forma da medição do fator de potência. Até março de 1996, tal valor era calculado através dos consumos mensais de energia ativa e reativa. A partir de abril de 1996 (inclusive), a medição passou a ser horária, de modo que a cobrança será realizada nos postos horários, em que o fator de potência horário for menor que 0,92.

## 4.2 - Análise da demanda

A demanda de potência constitui-se num dos itens que compõem o valor total da fatura de energia elétrica, e como tal deve ser analisada constantemente, com o objetivo de se adequar às necessidades reais da unidade consumidora. Como visto, para fins



de faturamento em um determinado período, são analisados os valores de demanda de potência contratada (DC), registrada (DR) e as efetivamente faturadas (DF).

Nas modalidades tarifárias convencional e horo-sazonal verde são faturados um único valor de demanda, enquanto na horo-sazonal azul são faturadas separadamente os valores de demanda do horário de ponta e fora de ponta.

A metodologia para a análise da demanda baseia-se na redução ou mesmo eliminação da ociosidade (em ambas modalidades tarifárias) e da ultrapassagem de demanda (na modalidade tarifária horo-sazonal). O ideal é que as demanda de potência contratada (DC), registrada (DR) e faturada (DF) da unidade consumidora tenham os mesmo valor, ou pelo menos, apresentem valores os mais próximos possível, pois assim estará se pagando pelo que realmente se utiliza.

A metodologia para avaliação dos potenciais de economia que podem ser obtidos com a otimização de demanda dependerá da modalidade tarifária a qual a unidade consumidora está submetida, conforme será abordada a seguir.

#### 4.2.1 - Tarifa convencional

Se a unidade consumidora for tarifada na modalidade convencional, adotar-se-á a seguinte metodologia para avaliação dos potenciais de redução de custo, mediante o controle de demanda:

1. Analisar o histórico de consumo de pelo menos 12 meses consecutivos e selecionar os meses em que a demanda faturada (DF) for superior a registrada (DR)
2. Calcular o potencial de redução de demanda (PRD) em cada mês selecionado, através da expressão:

$$\boxed{\text{PRD} = \text{DF} - \text{DR}} \quad (4.3)$$



3. Calcular o potencial médio de redução de potência, através da seguinte equação:

$$\overline{\text{PRD}} = \frac{\sum_{i=1}^m \text{PRD}_i}{n} \quad (4.4)$$

onde  $\underline{n}$  é o número de meses do período de observação e  
 $\underline{m}$  é o número de meses em que  $\text{DF} > \text{DR}$ .

4. Calcular o potencial médio de redução de custo passível de obtenção com o controle de demanda, através da seguinte equação:

$$\overline{\text{PRC}} = \overline{\text{PRD}} \cdot \text{TD} \quad (4.5)$$

Na metodologia acima foram consideradas as demanda faturadas, pois o potencial de economia será independente do consumidor ter ou não contrato de fornecimento de energia elétrica.

#### 4.2.2 - Tarifa horo-sazonal

Se a unidade consumidora for tarifada pela modalidade horo-sazonal, adotar-se-á a metodologia que será discutida a seguir para avaliação dos potenciais de redução de custos, uma vez que esta engloba quaisquer situação de comportamento da demanda registrada em relação a contratada.

1. Analisar o histórico de consumo de pelo menos doze meses e selecionar os meses em que ocorreram *ociosidade* e *ultrapassagem* da demanda contratada.
2. Calcular o fator de ociosidade S1, para os meses em que ocorreram *ociosidade de demanda*, através da seguinte equação:

$$S1 = \sum (DC - DR) \quad \text{se } DR < DC \quad (4.6)$$

3. Calcular o fator de ultrapassagem S2, para os meses em que ocorreram *ultrapassagem de demanda*, através da seguinte equação:

$$S2 = \sum (DR - DC) \quad \text{se } DR > K \cdot DC \quad (4.7)$$

onde  $K$  - a *tolerância de ultrapassagem*, estabelecida pela portaria nº 33/88 do DNAEE e que assume os seguintes valores:

$K = 1,05$  - se a unidade consumidora é atendida com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV, independente da demanda contratada.

$K = 1,10$  - Se a unidade consumidora é atendida com tensão de fornecimento é inferior a 69 kV, e a demanda contratada é superior a 100 kW.

$K = 1,20$  - Se a unidade consumidora é atendida com tensão de fornecimento é inferior a 69 kV, e com demanda contratada de 50 kW até 100 kW.

4. Calcular o valor do fator Sr, a partir da seguinte equação:

Esta metodologia deve ser aplicada para os períodos de ponta e fora de ponta separadamente, avaliando-se cada um dos períodos.

### 4.3 - Análise do fator de carga (FC) / custo médio da energia (CM)

Para avaliar o potencial de economia que pode ser obtido com o gerenciamento do fator de carga e, conseqüentemente, do custo médio da energia, utiliza-se a seguinte metodologia:

1. Analisar o histórico de consumo de pelo menos doze meses e selecionar o fator de carga máximo do período de observação.
2. Se a fatura de energia não apresentar diretamente o valor do fator de carga, calcular através das equações 3.13 a 3.15, conforme a modalidade tarifária da unidade consumidora
3. Presumir que naquele mês foi adotada uma sistemática de trabalho que proporcionou um uso mais racional da energia,
4. Admitir que seria possível, em princípio, repetir esta sistemática, de modo a manter-se o FC elevado nos demais meses.
5. Calcular os valores dos custos médios da energia de cada mês, utilizando a equação 3.16.
6. Calcular o potencial médio de redução de custo que se poderia obter, caso a unidade consumidora pudesse operar com o fator de carga máximo, que corresponde ao custo mínimo da energia, através da seguinte equação:

$$\overline{\text{PRC}} = \frac{\sum_{i=1}^n [(\overline{\text{CM}}_i - \overline{\text{CM}}) \cdot \text{CA}_i]}{n} \quad (4.11)$$

onde: n - número de mês do período de observação;

$\overline{CM}_i$  - custo médio da energia no i-ésimo mês ( $i = 1, 2, \dots, n$ );

$\overline{CM}$  - custo médio mínimo da energia verificado no período de  $n$  meses.

$CA_i$  - consumo de energia elétrica ativa no i-ésimo mês ( $i = 1, 2, \dots, n$ );

Nos cálculos de  $\overline{CM}_i$  e  $\overline{CM}$ , deverão ser incluídos as parcelas relativas aos excedente de demanda e energia reativa e do ICMS. Por outro lado, não serão incluídas as taxas de iluminação pública, acréscimos moratórios, parcelamento de débitos, e qualquer outra taxa que não seja inerente à utilização de energia no mês em questão.

# Capítulo 5

## Análises dos resultados

### 5.1 - Descrição do universo da pesquisa

A Companhia de Eletricidade da Borborema - CELB é uma empresa de economia mista, cujo acionista majoritário é a Prefeitura Municipal de Campina Grande, com sede nesta cidade, e é subsidiária da ELETROBRÁS. Possui uma área de concessão de 2.274 km<sup>2</sup>, correspondente aos municípios de Campina Grande, Lagoa Seca, Massaranduba, Fagundes, Queimadas e Boa Vista, no estado da Paraíba.

O sistema CELB é suprido por quatro subestações abaixadoras de 69 / 13,8 kV, que totalizam uma capacidade instalada de 90 MVA. Dentre estas quatro subestações, três são de propriedade da Companhia Hidrelétrica do São Francisco - CHESF, localizadas na cidade de Campina Grande, e uma da Sociedade Anônima de Eletrificação da

Paraíba - SAELPA, localizada na cidade Boa Vista. A CHESF é responsável pelo suprimento de 98 % do mercado de energia elétrica da CELB, e a SAELPA pelo outros 2 % restantes, conforme mostra a tabela 5.1.

TABELA 5.1 - Características de suprimento de energia da CELB

Supridor	Subestações	Capacidade instalada (MVA)	Energia suprida	
			MWh	%
CHESF	CGU	35,0	295.827	98
	CGD	25,0		
	BVT	20,0		
SAELPA	BVA	5,0	5.624	2
TOTAL	4	90,0	301.451	100

Fonte: DVME - DPEE - DT - CELB

O fato do sistema CELB ser suprido por subestações abaixadoras de 69 / 13,8 kV, torna-a uma empresa meramente distribuidora, ficando limitada a operar com níveis de tensão até 13,8 kV, ou seja, os consumidores atendidos em sua área de concessão são enquadrado nos subgrupos A4 e nos demais subgrupos do GRUPO B.

A CELB atende em sua área de concessão 108.626 consumidores, segundo dados de 1995. Deste total, 108.434 são enquadrados como consumidores do GRUPO B, e 192 como consumidores do GRUPO A. Todos os consumidores do GRUPO A são enquadrados no subgrupo de tarifação A4, e, dentre estes, apenas doze são faturados pela tarifa horo-sazonal, todos na tarifa azul.

A CELB não possui planilha de preços para a tarifa horo-sazonal verde homologada pelo DNAEE. Os valores de tarifas vigentes e que foram tomados como referência para este trabalho foram homologados pela Portaria DNAEE Nº 496/95, e são apresentada na tabela 5.2, sem o valor de ICMS incluído.

Tabela 5.2 - Valores de tarifas para o subgrupo A4 da CELB

Modalidade tarifária	Tarifas de	Períodos horo-sazonais			
		Ponta		Fora de ponta	
		Seco	Úmido	Seco	Úmido
AZUL	Consumo	70,55	65,29	33,54	29,64
	Demanda	10,76		3,59	
	Ultrapassagem	32,74		10,76	
CONVENCIONAL	Consumo	59,59			
	Demanda	4,07			

Notas: 1 - Tarifas de consumo em R\$/MWh

2 - Tarifas de demanda e ultrapassagem em R\$/kW

### 5.1.1 - Delimitação do universo da pesquisa

Dentro de um universo de 108.626 consumidores, foram aplicados os seguintes critérios para a delimitação do universo e seleção dos dados a serem analisados:

**1º critério:** Os consumidores a serem analisados devem ser enquadrados no GRUPO A.

Para atender os objetivos desta pesquisa, era necessário a obtenção dos dados relativos ao consumo de energia elétrica ativa e reativa e de demanda de potência dos consumidores. Portanto, apenas os consumidores do GRUPO A possuem estes dados nas suas faturas, devido a aplicação da tarifa tipo binômia.



**2º critério:** Os consumidores devem possuir registros relativos a consumo e demanda correspondentes aos doze meses do ano de 1995.

A aplicação deste critério tem como objetivo permitir a obtenção de dados relativos a um ciclo completo de utilização de energia, contemplando as características sazonais dos consumidores.

**3º critério:** Os consumidores devem possuir dados consistentes, ou seja, não apresentem dados que levem a *fator de carga* superior a 1,0 (um).

Análises preliminares dos dados obtidos mostraram que alguns dos consumidores apresentavam valores de fator de carga superior a 1,0 (um), que é uma situação *impossível* de se atingir. Estes problemas podem ser atribuídos a *erros de leituras* ou ainda *faturamento pela média*, que é comumente praticado por concessionárias.

A aplicação deste três critérios selecionou 170 consumidores para a devida análise objeto desta pesquisa. Dentre estes consumidores, 159 são faturados pela tarifa convencional e os outros 11 pela tarifa horo-sazonal azul.

### 5.1.2 - Caracterização dos dados selecionados

O sistema CELB tem 192 consumidores enquadrados no GRUPO A, dos quais 180 são faturados pela tarifa convencional e 12 pela horo-sazonal azul. Foram selecionados 159 (88,3 %) consumidores convencionais e 11 (91,7 %) horo-sazonais, que representam a uma amostragem de 88,5 % dos consumidores do GRUPO A.

As principais características dos consumidores selecionados, tais como o número de consumidores, e os totais do consumo médio e fatura média mensais por classes, são apresentados na tabela 5.4. Dentro da classificação INDUSTRIAL, a tarifa horo-

sazonal azul é aplicada aos 11 consumidores, os quais são responsáveis por um consumo mensal médio da ordem de 4.660.842 kWh (56,7 % do total analisado), correspondente a R\$ 365.715,23 (51,1 % do total analisado).

TABELA 5.3 - Consumidores do GRUPO A - CELB

Tipo de tarifa	Número de consumidores	
	Cadastrados	Selecionados
Convencional	180	159 (88,5 %)
Horo-sazonal	12	11 (91,7 %)
Total	192	170 (88,5 %)

A energia total faturada pela CELB durante o ano de 1995 foi da ordem de 264.301 MWh contra o suprimento de 301.551 MWh no mesmo período. Desta forma, as perdas globais do sistema CELB foram da ordem de 12,2 %, sendo 4,5 % relativas às perdas técnicas e 7,7 % às perdas comerciais.

Tabela 5.4 - Características dos consumidores analisados por classe

Classificação dos consumidores	Número de consumidores	Total consumo médio (kWh)	Total fatura média (R\$)
Industrial	75	6.051.267	507.186,67
Comercial	66	1.316.661	128.164,47
Poder público	16	286.422	29.516,29
Serviço público	4	425.135	36.020,75
Outros	9	135.990	15.394,53
TOTAL	170	8.215.475	716.282,71

O consumo total faturado em 1995 para os 170 consumidores selecionados foi de 98.586 MWh, correspondente a 37,3 % de toda a energia faturada pela CELB, sendo que 42.656 MWh para os 159 consumidores convencionais e 55.930 MWh para os 11 horo-sazonais.

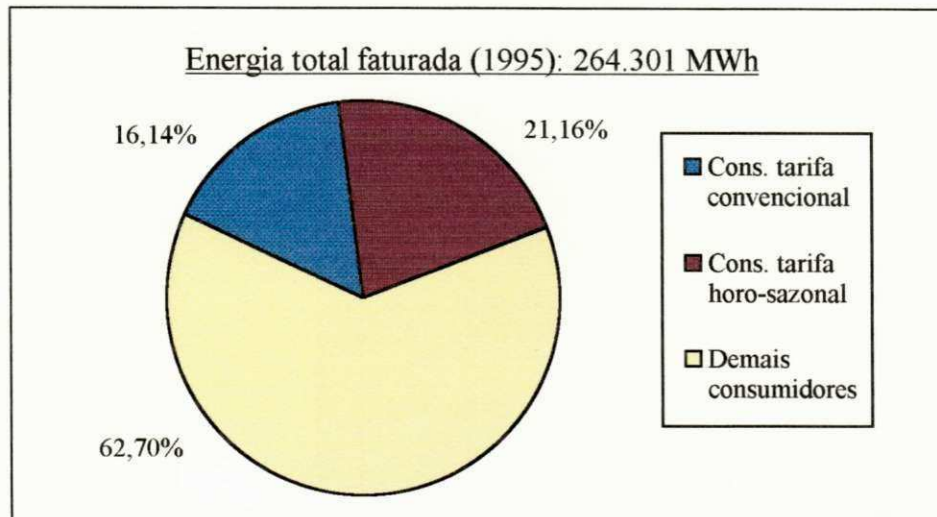


FIGURA 5.1 - Participação dos consumidores selecionados na energia faturada pela CELB - 1995

Segundo dados da CELB, o valor das faturas para pagamento às supridoras (CHESF e SAELPA) referentes ao mês de dezembro de 1995 foi da ordem de R\$ 781.635,21. E de acordo com análise realizada, o conjunto dos consumidores selecionados apresentaram faturas médias mensais de energia elétrica da ordem de R\$ 716.282,71 durante o ano de 1995, sendo que deste montante, R\$ 350.567,48 são relativos aos 159 consumidores convencionais e R\$ 365.715,23 aos 11 horo-sazonais.

A tabela 5.5 apresenta a classificação dos consumidores selecionados de acordo com as faixas de valores de consumo médio mensal de energia elétrica. Observa-se que os consumidores horo-sazonais possuem os valores de consumo médio mais elevados, acima de 100.000 kWh.

TABELA 5.5 - Classificação dos consumidores analisados de acordo com o consumo médio mensal

Faixa de consumo (kWh)	Número de consumidores
0 - 500	4
501 - 1.000	6
1.001 - 5.000	34
5.001 - 10.000	41
10.000 - 20.000	29
20.001 - 50.000	<b>28</b>
50.001 - 100.000	11
100.001 - 200.000	8
acima de 200.000	9
<b>TOTAL</b>	170

Estes resultados preliminares das análises, demonstram a importância da amostragem da pesquisa no universo de dados. Em resumo, pode-se afirmar:

- o consumo dos consumidores selecionados corresponde a 37,3 % de todo o consumo faturado pela CELB e
- o valor médio mensal das faturas de energia elétrica dos consumidores selecionados é equivalente a 91,6 % do total de pagamentos às supridoras (CHESF e SAELPA).

### 5.1.3 - Coleta e tratamento dos dados

A obtenção dos dados históricos de consumo e demanda foi realizada mediante pesquisa nas faturas dos próprios consumidores e/ou nos dados cadastrais da companhia concessionária (CELB).

O levantamento da composição dos custos efetivamente pagos, mês a mês, pelas unidades consumidoras foi realizado por meio da aplicação dos valores de tarifas vigente, de acordo com portaria homologada pelo DNAEE. Para tanto, foi utilizado o software MICROSOFT EXCEL 5.0 para elaboração de uma planilha eletrônica específica.

A análise final dos dados foi realizada através das ferramentas do próprio software, permitindo uma classificação dos dados de acordo com vários critérios, a partir do “Relatório final de análise dos dados”, que se encontra no anexo B. Nesse relatório são apresentados os dados de identificação, classificação, tipo de tarifa e os valores médios mensais de consumo e custos por consumidor, tais como:

- número de identificação do consumidor - **NUM**
- tipo de tarifa aplicada - **TARIFA**
- classificação do consumidor por atividade - **CLASSE**
- consumo médio mensal (em kWh) - **kWh**
- valor da fatura média mensal (em R\$) - **FT**
- adicional médio mensal devido ao fator de potência (em R\$) - **AFP**
- adicional médio mensal devido ao fator de carga (em R\$) - **AFC**
- adicional médio mensal devido ao demanda (em R\$) - **AD**
- total dos adicionais médios mensais (em R\$) - **AT**
- percentual do AFP em relação ao FT (em %) - **PAFP**
- percentual do AFC em relação ao FT (em %) - **PAFC**
- percentual do AD em relação ao FT (em %) - **PAD**
- percentual do AT em relação ao FT (em %) - **PAT**
- custo médio mensal da energia elétrica (em R\$ / MWh) - **CM**

## 5.2 - Análise dos resultados

Os resultados obtidos com a aplicação da metodologia para análise das faturas de energia elétrica serão apresentados a seguir, iniciando-se pelos resultados individuali-

zados: análise do fator de potência, análise da demanda e análise do fator de carga / custo médio, e, em seguida, será realizada uma análise geral dos resultados, juntamente com o detalhamento de um caso específico para cada análise.

Com objetivo de facilitar a compreensão das análises, as mesmas serão realizadas com base nos valores médios mensais. Desta forma, qualquer menção a valores de consumo de energia elétrica e de custos da fatura e/ou adicionais, deverá ser subentendido como valores médios mensais, com o ICMS incluído.

### 5.2.1 - Análise do fator de potência

Dos cento e setenta consumidores analisados, 64,1 % apresentaram com custos adicionais em sua faturas de energia elétrica devido ao baixo fator de potência, durante o período de análise. Deste total, cento e três são faturados pela tarifação convencional e seis pela hora-sazonal azul. O potencial de redução de custo com a melhoria do fator de potência apresentado por estes consumidores foi de R\$ 23.637,32, correspondente a 7,4 % valor total de suas faturas. Considerando-se o total de consumidores analisados este valor corresponde a 3,3 %. A tabela 5.6 apresenta os principais resultados obtidos com a análise do fator de potência.

Tabela 5.6 - Composição do custo adicional devido ao baixo fator de potência por classe

Classificação do consumidor	Número de consumidores		Custo adicional
	Quant.	% <sup>1</sup>	R\$
Industrial	47	62,7	9.311,49
Comercial	42	63,6	8.328,17
Serviço público	3	75,0	1.461,08
Poder público	11	68,8	2.633,26
Outros	6	66,7	1.903,32
<b>TOTAL</b>	<b>109</b>	<b>64,1</b>	<b>23.637,32</b>

<sup>1</sup> Percentual do número total de consumidores da respectiva classe



Os resultados indicam que o percentual de consumidores com custos adicionais devido ao baixo fator de potência, é bastante elevado, em torno de 64,1 %.

O maior potencial de redução de custos com a melhoria do fator de potência é para os consumidores classificados como *Poder público*, com 18,6 %. Para os classificados como *Industrial*, este potencial é de 4,6 %, mas analisando-se separadamente os com tarifa convencional, este potencial é 10,2 %.

A composição do custo adicional devido ao baixo fator de potência é apresentada na figura 5.2. Os consumidores classificados como *Industrial* e *Comercial*, conjuntamente, são responsáveis por 74,6 % deste custo, o que os indicam como as classes de consumidores mais passíveis de medidas de melhoria do fator de potência.

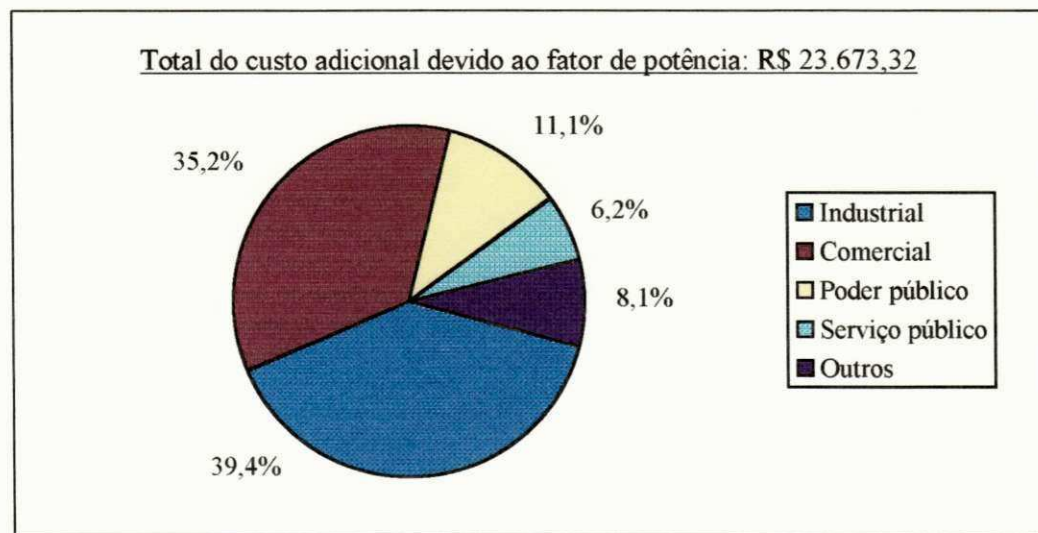


Figura 5.2 - Participação dos consumidores na composição dos custos adicionais devido ao baixo fator de potência demanda

#### 5.2.1.1 - Análise de caso específico

O consumidor N<sup>o</sup> 106, classificado como *Comercial*, apresentou consumo mé-

dio de 8.694 kWh e fatura média da ordem de R\$ 1.822,34. A planilha com os dados de consumo e cálculos de suas faturas é apresentada no anexo A.1.

A unidade consumidora apresentou fator de potência inferior a 0,92, durante todo o período de análise (de janeiro a dezembro de 1995), com um valor médio de 0,405. Desta forma, as parcelas referentes ao faturamento médio de energia reativa excedente e demanda reativa excedente foram de R\$ 794,73 e de R\$ 216,15, respectivamente. Assim sendo, o baixo fator de potência foi responsável por um custo adicional de 55,5 % no valor da fatura de energia elétrica desta unidade consumidora, ou seja, mais da metade da fatura é devido ao baixo fator de potência.

A melhoria do fator de potência das instalações possibilitaria uma economia anual da ordem de R\$ 12.130,55, que poderia ser utilizada em melhoria na própria instalação, tais como substituição de lâmpadas fluorescentes por outras mais eficientes e até mesmo na substituição dos aparelhos de ar-condicionado tipo janela por uma central de refrigeração, possibilitando uma redução ainda maior em seus custos com a energia elétrica, pela redução do consumo.

### 5.2.2 - Análise da demanda

A análise da demanda foi efetivamente realizada sobre um total de cento e sessenta e três consumidores, dos quais cento e cinquenta e nove eram consumidores convencionais e apenas quatro horo-sazonais. Quanto aos outros sete consumidores horo-sazonais, não foi possível aplicar a metodologia proposta, por não possuírem contrato de fornecimento com a concessionária, apesar de ser obrigatório pelo Artigo N° 4 da Portaria DNAEE N° 072/82. Sendo assim, estes consumidores, sem contrato de fornecimento, têm a demanda faturada sempre igual a efetivamente registrada, ou seja, o consumidor sempre pagará por aquilo que realmente utilizou, não sendo possível a aplicação da tarifa de ultrapassagem de demanda.

A análise da demanda indicou que 79,1 % dentre os consumidores analisados apresentaram custos adicionais em suas faturas de energia elétrica devido a forma de cobrança da demanda, sendo cento e vinte e cinco convencionais e quatro horo-sazonais.

O potencial de redução de custos com o controle de demanda apresentado, por estes cento e vinte e nove consumidores, corresponde a 2,9 % (R\$ 11.469,30) do valor de suas faturas. Deste total, R\$ 5.743,20 são relativos aos consumidores convencionais e R\$ 5.726,10 aos quatro horo-sazonais. A composição dos custos adicionais devido a demanda é apresentada na tabela 5.7.

Tabela 5.7 - Composição do custo adicional devido a demanda por classe

Classificação do consumidor	Número de consumidores		Custo adicional
	Quant.	% <sup>2</sup>	R\$
Industrial	53	77,9	9.320,67
Comercial	54	81,8	1.462,04
Serviço público	--	----	-----
Poder público	13	81,3	497,60
Outros	9	100,0	188,99
TOTAL	129	79,1	11.469,14

Os resultados mostram que o número de consumidores com custos adicionais devido demanda, é bastante elevado, geralmente acima da média de 79,1 %, com a exceção dos consumidores classificados com *Serviço público*, que valores de demanda faturadas iguais as registradas.

A tabela 5.8 apresenta os valores das demanda contratadas e das *ótimas*, e o potencial de redução de custo, que pode ser obtido com o controle dos valores de demanda contratada, para os quatro consumidores horo-sazonais analisados.

Em termos de composição do custo adicional devido a demanda, os consumidores classificados como *Industrial* são responsáveis por 81,3 % do total (R\$ 11.469,14), seguido dos classificados como *Comercial* com 12,8 %, como mostrado na figura 5.3.

<sup>2</sup> Percentual do número total de consumidores da respectiva classe

Tabela 5.8 - Redução de custo com o controle da demanda contratada para os consumidores horo-sazonais

Número do consumidor	Valores de demanda (kW)				Potencial de redução de custo (R\$)
	Contratada		Otimizada		
	Ponta	Fora de ponta	Ponta	Fora de ponta	
161	160	450	130	425	398,47
162	3.500	3.500	3.015	3.175	4.746,82
166	200	700	220	785	492,98
167	30	750	30	725	87,83

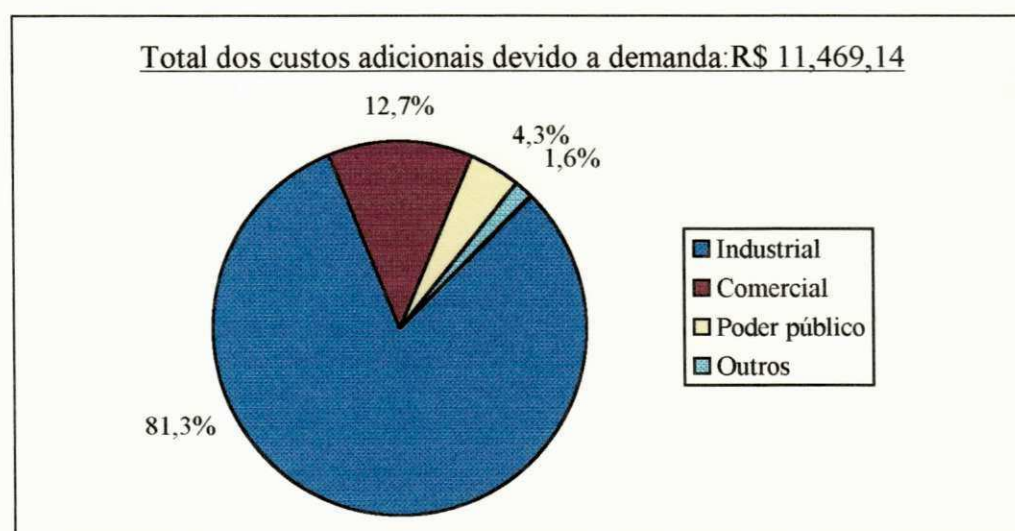


Figura 5.3 - Participação dos consumidores na composição dos custos adicionais devido a demanda

Em termos percentuais, a contribuição da forma de cobrança da demanda sobre o custo total das faturas não apresenta altos valores. Mas o seu controle efetivo por parte dos consumidores deve ser tratado com a devida importância. A redução do valor da demanda, além de refletir diretamente nos seus próprios custos, também reduz os custos devido ao baixo fator de potência, através da cobrança do excedente de demanda

reativa - FER, e na redução do valor do custo médio da energia, devido ao controle do fator de carga.

### 5.2.2.1 - Análise do caso específico

O consumidor Nº 37 é uma unidade *Industrial*, cuja principal atividade é a torrefação de café e milho. Seu consumo médio foi de 753 kWh e o valor médio de sua fatura foi de R\$ 398,79. A planilha com os dados de consumo e cálculos de suas faturas é apresentada no anexo A.2. Esta unidade consumidora não possuía um processo de produção contínuo, ou seja, encontrava-se praticamente desativada, operando apenas mediante uma prévia encomenda da produção, fazendo com que a energia elétrica fosse utilizada por curtos períodos de tempo.

Durante o período de análise, só por dois meses a sua demanda faturada foi igual a registrada, ou seja, dentre os doze meses analisados, apenas em dois foi pago o que realmente se utilizou em termos de demanda. Durante o mês de maio/95 ocorreu um “pico” na demanda, que se refletiu pelos meses seguintes, acarretando um custo adicional em sua fatura de energia elétrica. A diferença entre a demanda faturada e efetivamente registrada causou um custo adicional médio mensal nas faturas correspondente a 37,83 %, refletindo a importância do controle da demanda no custo final da energia elétrica.

### 5.2.3 - Análise do fator de carga (FC) / custo médio da energia (CM)

A análise da relação entre o fator de carga (FC) / custo médio da energia (CM) foi realizada para os cento e setenta consumidores selecionados. O custo médio da energia para estes consumidores foi da ordem de R\$ 123,59 por MWh, e o para os consumidores horo-sazonais é praticamente igual ao valor médio da tarifa de fornecimento de energia elétrica de 1995, que foi de R\$ 77,11 por MWh.

Os consumidores classificados como *Poder público* apresentaram o maior custo médio da energia, e o menor foi de R\$ 62,09 por MWh, para o consumidor N° 167, que é uma unidade consumidora *Industrial* enquadrada na tarifa horo-sazonal azul, e que, praticamente, não funciona no horário de ponta. Os valores dos custos médio por classe de consumidores são apresentados na tabela 5.9.

Tabela 5.9 - Custo médio da energia por classe de consumidor

Classificação dos Consumidores	Custo da energia elétrica (em R\$ /MWh)		
	Máximo	Médio	Mínimo
Industrial	529,60	125,55	62,09
Comercial	376,43	117,78	81,95
Serviço público	100,90	90,89	79,73
Poder público	561,30	152,99	84,90
Outros	142,32	112,22	90,41
TOTAL	561,30	123,59	62,09

Dos cento e setenta consumidores analisados, apenas doze apresentaram custos médio superior a R\$ 200,00 por MWh, que é um valor considerado extremamente alto comparado com o valor médio da tarifa de fornecimento de energia elétrica no mesmo período, que foi de R\$ 77,11. A distribuição de consumidores em função do custo médio da energia elétrica é apresentada na figura 5.4.

A aplicação da metodologia para análise do fator de carga / custo médio da energia pressupõe que as unidades consumidoras possam funcionar dentro da mesma sistemática de utilização da energia elétrica daquele mês em que ocorreu o fator de carga máximo, e, conseqüentemente, o menor custo médio da energia, durante todo o período de análise.

O potencial de redução de custo com o controle do fator de carga é de R\$ 59.425,48, que representa 8,3 % do total das faturas, como mostra os dados da tabela 5.10. Para os consumidores horo-sazonais, este valor é de R\$ 43.578,74, correspondente a 11,9 % do valor de suas faturas.



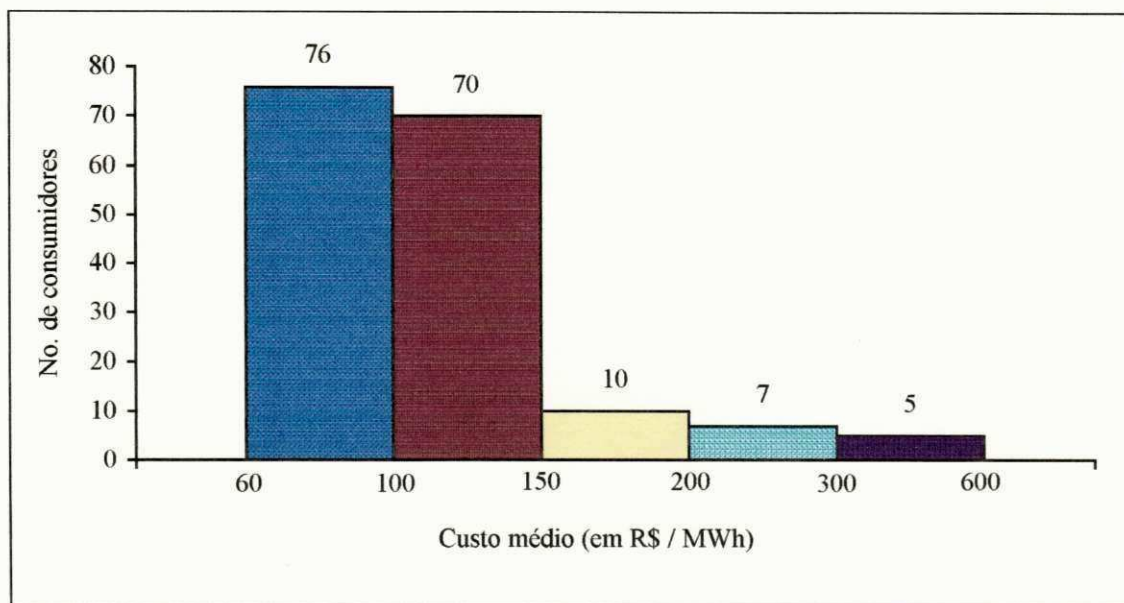


Figura 5.4 - Número de consumidores em função do custo médio da energia

Os consumidores classificados como *Industrial* apresentaram maior potencial de redução de custo com o controle do fator de carga: 10,2 %. Isso corresponde ao valor de R\$ 51.820,42, sendo R\$ 8.241,68 relativos aos consumidores convencionais. Já os classificados com *Serviço público* apresentaram o menor potencial, devido os mesmos se tratarem de estações de bombeamento da empresa de abastecimento d'água e saneamento, que funcionam, normalmente, por 24 horas diárias, fazendo com que o fator de carga das instalações se mantenha elevado.

Tabela 5.10 - Composição do custo adicional devido ao fator de carga por classe

Classificação do consumidor	Fatura total (R\$)	Custo adicional devido ao fator de carga	
		(R\$)	(%)
Industrial	507.186,67	51.820,42	10,2
Comercial	128.164,47	4.928,79	3,8
Serviço público	36.020,73	496,84	1,4
Poder público	29.516,29	1.151,26	3,9
Outros	15.394,53	1.028,17	6,7
<b>TOTAL</b>	<b>716.282,71</b>	<b>59.425,48</b>	<b>8,3</b>

A participação dos consumidores na composição dos custos adicionais devido ao fator de carga/custo médio da energia, apresentada na figura 5.5, mostra que os classificados como *Industrial*, possuem, novamente, a maior participação na composição dos custos adicionais, com 87,2 %, seguido dos classificados como *Comercial*, com 8,3 %.

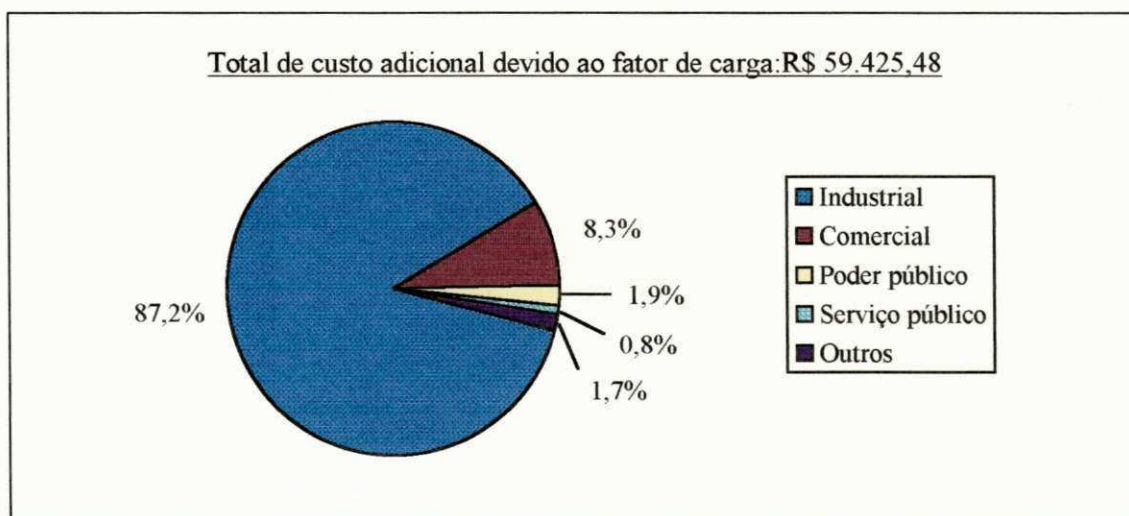


Figura 5.5 - Participação dos consumidores na composição dos custos adicionais devido ao fator de carga

### 5.2.3.1 - Análise do caso específico

O consumidor N<sup>o</sup> 21, classificado como *Poder público*, cuja atividade principal é o processamento de pedra para produção de britas, apresentou o maior potencial de redução de custo devido ao baixo fator de carga. Este consumidor não possui um processo de produção rotineiro, trabalhando apenas para atender eventuais necessidades do produto, o que faz com que o fator de carga do mesmo seja baixo. Apresentou um consumo médio de 523 kWh, para uma fatura média de R\$ 293,56, conforme a planilha de dados de consumo e cálculo de suas faturas no anexo A.3.

Durante o período de análise, esta unidade consumidora apresentou um fator de carga médio da ordem de 7,7 %, que é um valor bastante baixo. Durante o mês de fevereiro de 1995, o fator de carga atingiu 20,5 %, o maior valor do período de análise, correspondendo ao menor custo médio da energia, que foi de R\$ 86,67 por MWh. Considerando que a mesma sistemática de operação da instalação fosse utilizada durante os outros meses, seria obtido uma redução nos custos da energia elétrica da ordem 32,3 %, mesmo com o controle do fator de carga para 20,5 %, que ainda é um valor baixo.

#### 5.2.4 - Análise geral

As análises realizadas anteriormente mostram que a utilização da energia elétrica de um modo mais racional e sistemático pode se transformar em economia para os consumidores, além de trazer benefícios técnicos para as instalações. A tabela 5.11 apresenta um resumo geral dos custos adicionais das faturas dos 170 consumidores analisados.

Tabela 5.11 - Resumo geral dos custos adicionais de acordo com a modalidade tarifária do consumidor

Tarifação do consumidor	Fatura total (R\$)	Custos adicionais (valores em R\$)			
		Fator de potência	Demanda	Fator de carga /custo médio	Total
Convencional	350.567,48	21.623,83	5.743,20	15.846,74	43.303,77
Horo-sazonal	365.715,23	1.923,49	5.726,10	43.578,74	51.228,33
<b>TOTAL</b>	<b>716.282,71</b>	<b>23.637,32</b>	<b>11.469,30</b>	<b>59.425,48</b>	<b>94.532,10</b>

O custo adicional devido ao baixo fator de potência possui um importante participação nos custos dos consumidores convencionais. No entanto, o mesmo não acontece aos horo-sazonais. Esta situação ocorre pelo fato de que os consumidores horo-sazonais possuem consumos muito elevados, e qualquer situação de baixo fator de po-



tência se reflete de imediato em suas faturas, através de quantias financeiras consideráveis, tornando viáveis os investimentos para a melhoria do fator de potência. Enquanto que no caso dos consumidores convencionais, esta taxaço ocorre de uma forma mais reduzida, aumentando o tempo de retorno dos investimento em equipamentos de correção de fator de potência.

No caso da demanda, não foi possível aplicar a metodologia à totalidade dos consumidores, pelo fato de inexistir contratos de fornecimento para alguns horosazonais. Apesar da análise da demanda apresentar os menores custos adicionais, dentre as três análises realizadas, isto não a torna menos importante. O controle da demanda deve ser encarada com a maior seriedade, pois o seu controle efetivo, além de proporcionar que o consumidor passe a pagar por aquilo que efetivamente utiliza, em termos de demanda, reflete-se no controle do fator de carga e, conseqüentemente, do custo médio da energia; e, ainda, na taxaço devido ao baixo fator de potência, se for o caso.

O resultados mais interessante deste trabalho foi o detectado através da análise do fator de carga (FC) / custo médio da energia (CM). Estas análises mostram que a utilização sistematizada da energia elétrica, através de rotinas pré-determinadas ou pré-estabelecidas, de modo a evitar baixos fatores de cargas (“picos de demanda”) nas instalações podem se traduzir em economias substanciais para o consumidor. Observa-se, pela tabela 5.11, que no caso dos consumidores horosazonais, poder-se-ia reduzir os custos com a energia elétrica em média de 11,9 %.

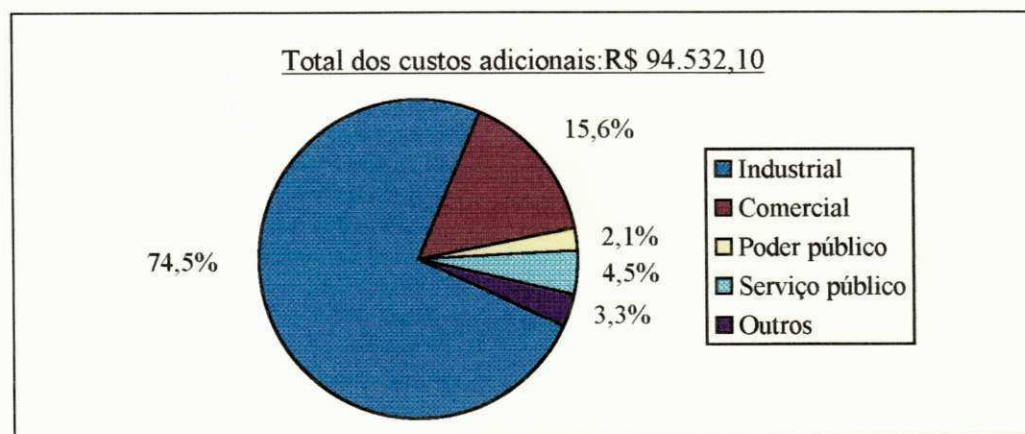


Figura 5.6 - Participação dos consumidores na composição do total dos custos adicionais

A participação dos consumidores, de acordo com sua classificação, no total dos custos adicionais das faturas de energia elétrica devido ao seu uso irracional, é apresentada na figura 5.6. Os consumidores classificados como *Industriais* possuem 74,5 % de todo o custo adicional detectados nas faturas de energia elétrica, enquanto que os classificados como *Comercial* possuem 15,6 %. Quanto aos demais, totalizam 9,9 %.

A participação dos custos adicionais no valor total das faturas de energia elétrica por classe de consumidores é apresentada na figura 5.7. Com esses dados, pode-se afirmar que, em média, 13,2 % do custo da energia elétrica, para os consumidores analisados, é decorrente do uso irracional e não sistemático da energia elétrica. Sendo que, para os consumidores classificados como *Outros*, este percentual se eleva para 20,3 %.

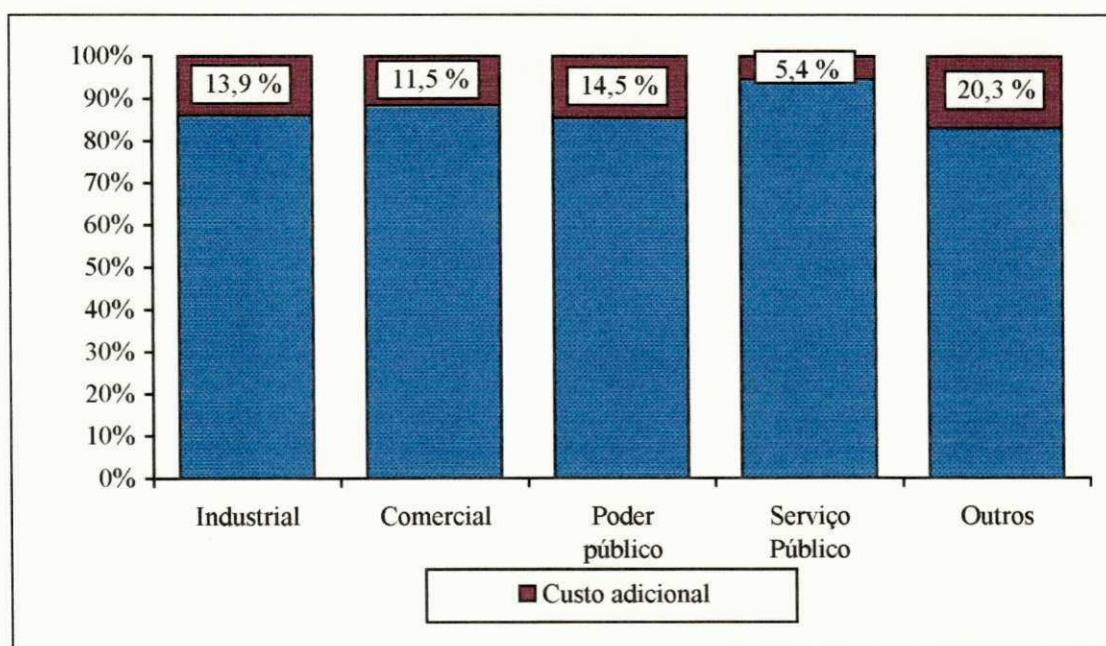


Figura 5.7 - Participação dos custos adicionais nas faturas de energia elétrica por classe de consumidores

No entanto, em 10,0 % dos consumidores analisados, estes valores ultrapassaram os 40,0 % dos valores de suas respectivas faturas. Como o caso do consumidor N<sup>o</sup> 21, classificado como *Poder público*, em que os custos adicionais em suas faturas totalizaram o percentual de 81,4 %. A figura 5.8 apresenta a distribuição dos consumidores

em função do percentual de adicional de custo em suas faturas, e mostra, ainda, que maior parte dos consumidores analisados apresentam custos adicionais entre 10,0 e 20,0 % em suas faturas.

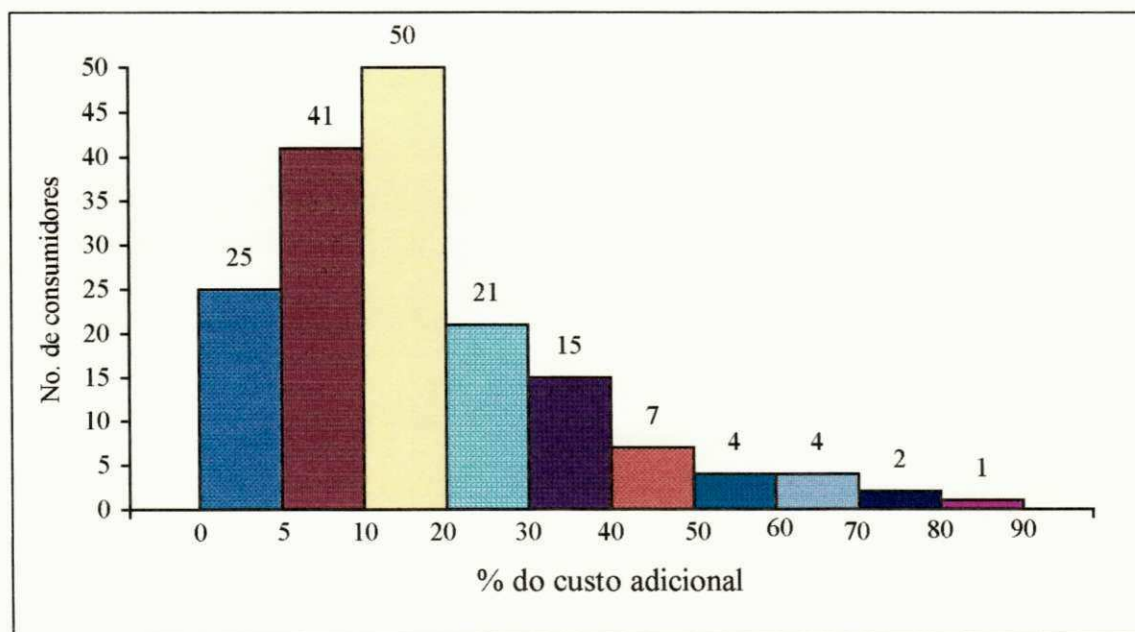


Figura 5.8 - Número de consumidores em função do percentual de custo adicional



# Capítulo 6

## Conclusão

A conservação de energia tem uma importante participação no planejamento do setor elétrico. A escassez de recursos financeiros para investimentos na expansão do sistema elétrico e a possibilidade de esgotamento dos recursos hidrelétrico, têm tornado cada vez mais constantes os debates sobre a necessidade do gerenciamento energético.

A política tarifária possui um papel estratégico nos programas de conservação de energia. A legislação brasileira que regulamenta o sistema tarifário de energia elétrica, apresenta alguns pontos, que têm como objetivo coibir o seu uso indiscriminado e irracional. A inobservância destes pontos, por parte dos consumidores finais, transforma-se em custos adicionais às suas faturas, fazendo com que o custo final da energia seja função do modo de sua utilização.

A análise dos dados históricos é um dos principais pontos de um programa de gerenciamento energético, devendo ser o ponto de partida de qualquer programa no sentido de se conhecer as características do consumidor, no tocante aos seus “hábitos” de utilização. Desta forma, as faturas de energia elétrica constituem-se numa importante e fundamental ferramenta de gerenciamento energético, devido as mesmas serem um registro dos dados inerentes à utilização da energia.

O valor final da fatura de energia elétrica possui vários componentes, além dos relativos ao consumo e a demanda normal, originados do seu uso irracional, dentre os quais a cobrança dos excedentes de energia e demanda reativa (FER e FDR), no caso do consumidor com fator de potência inferior 0,92, e o valor correspondente a diferença entre os valores de demanda faturada e a efetivamente registrada, que faz com que o consumidor pague por aquilo que não utilizou.

A literatura existente sobre o assunto é bastante escassa, sendo constituída basicamente por publicações e/ou manuais de orientação aos consumidores de empresas ou instituições ligadas ao setor elétrico. Desta forma, este trabalho apresenta uma importante contribuição, ao propor uma metodologia sistemática para a análise das faturas de energia elétrica, com ênfase aos aspectos relacionados ao fator de potência, a demanda e ao fator de carga das instalações consumidoras.

A aplicação da metodologia a cento e setenta faturas de consumidores selecionados, demonstrou como o custo da energia elétrica varia de um consumidor para o outro, mesmo estando submetidos a mesma modalidade tarifária, conforme o seu modo de utilização. As variações entre os valores de custo médio do kWh, dá uma dimensão da importância do uso racional da energia elétrica no seu custo final.

Os adicionais inseridos nas faturas de energia elétrica dos consumidores analisados, devido ao fator de potência, a demanda e ao fator de carga, ultrapassa o montante de R\$ 1.000.000,00 (Um milhão de reais) anuais, representado um percentual médio acima de 13 % do valor faturado. Os resultados das análises sinalizam que os consumidores classificados com *Industrial*, juntamente com os classificados como *Comercial*, possuem maior potencial de redução de custos com a correção do fator de potência e controle do fator de carga e do valor da demanda.

Outro resultado bastante interessante deste trabalho, é que o potencial de redução de custo obtido com o controle do fator de carga pode ser superior ao encontrado para fator de potência.

Outro aspecto que pode onerar as faturas de energia elétrica é o enquadramento tarifário inadequado. Dentre os cento e cinquenta e nove consumidores convencionais analisados, cerca de noventa destes possuem os requisitos exigidos para se submeter a tarifação horo-sazonal, que em geral traz redução de custo para os consumidores, conforme as características de funcionamento das instalações. Este estudo não foi realizado no presente trabalho, devido a falta de equipamentos de medição adequados.

Deste modo, fica como sugestão para continuação deste trabalho os seguintes estudos:

- *Estudo de otimização tarifária*
- *Análise da viabilidade técnico-econômica da correção do fator de potência e/ou controle do fator de carga.*

# Anexos

Anexo A.1 - Planilha de dados de consumo e cálculo das faturas do consumidor No. 106

Mês	CONSUMO		DEMANDA		FP	AJUSTE DE FP		FATURA C/ ICMS	FC	CM	POTENCIAL DE ECONOMIA (C/ ICMS)				
	kWh	kvarh	kWreg	kWfat		FER	FDR				FP	FC	D	TOTAL	%
01	9.594	20.387	35,06	36,07	0,426	799,45	199,54	1.864,64	0,375	0,0745	998,98	11,57	4,93	1.015,48	54,46
02	9.686	19.526	33,21	36,07	0,444	744,28	174,29	1.790,85	0,400	0,0735	918,57	0,96	14,02	933,55	52,13
03	9.409	18.868	35,97	36,07	0,446	717,10	187,24	1.756,74	0,358	0,0751	904,34	19,12	0,49	923,96	52,60
04	8.856	17.604	39,66	39,66	0,449	665,80	203,65	1.699,74	0,306	0,0778	869,45	46,46	-	915,91	53,89
05	9.871	19.541	41,51	41,51	0,451	737,35	211,78	1.861,37	0,326	0,0767	949,13	38,57	-	987,70	53,06
06	8.948	20.534	33,21	35,28	0,399	837,06	212,19	1.864,69	0,369	0,0747	1.049,25	13,29	10,17	1.072,71	57,53
07	7.287	18.932	44,28	44,28	0,359	816,75	338,98	1.896,03	0,225	0,0843	1.155,72	95,34	-	1.251,06	65,98
08	7.287	19.818	26,75	37,64	0,345	871,52	218,51	1.797,77	0,373	0,0745	1.090,04	9,38	53,39	1.152,80	64,12
09	8.118	21.106	27,67	37,64	0,359	910,82	212,04	1.890,26	0,402	<b>0,0735</b>	1.122,85	-	48,89	1.171,74	61,99
10	8.025	19.723	30,00	37,64	0,377	830,29	212,00	1.803,01	0,366	0,0748	1.042,28	12,98	37,46	1.092,73	60,61
11	8.210	20.165	28,59	37,64	0,377	848,65	201,85	1.824,51	0,393	0,0738	1.050,50	2,97	44,38	1.097,85	60,17
12	9.040	19.283	38,74	38,74	0,424	757,66	221,76	1.818,42	0,320	0,0770	979,42	38,87	-	1.018,30	56,00
<b>Total</b>	104.331	235.487				9.536,73	2.593,82	21.868,03			12.130,55	289,51	213,73	12.633,79	
<b>Médio</b>	8.694	19.624			0,405	794,73	216,15	1.822,34	0,351	0,0759	1.010,88	24,13	17,81	1.052,82	57,77

Anexo A.2 - Planilha de dados de consumo e cálculo das faturas do consumidor No. 37

Mês	CONSUMO		DEMANDA		AJUSTE DE FP			FATURA	POTENCIAL DE ECONOMIA (C/ ICMS)						
	kWh	kvarh	kWreg	kWfat	FP	FER	FDR	C/ ICMS	FC	CM	FP	FC	D	TOTAL	%
01	554	2.214	9,23	11,76	0,243	110,97	126,28	334,67	0,082	0,1274	237,25	16,14	12,38	265,77	79,41
02	553	2.167	11,07	11,76	0,247	108,02	147,69	353,07	0,068	0,1411	255,70	25,21	3,38	284,30	80,52
03	553	2.333	11,07	11,76	0,231	118,67	162,24	378,28	0,068	0,1411	280,91	25,21	3,38	309,51	81,82
04	553	2.306	12,91	12,91	0,233	116,93	186,44	406,38	0,059	0,1546	303,38	34,24	-	337,61	83,08
05	1.476	2.214	73,80	73,80	0,555	69,79	238,32	775,96	0,027	0,2631	308,11	284,30	-	592,40	76,34
06	553	166	9,22	62,73	0,958	-	-	347,31	0,082	0,1274	-	16,14	262,39	278,53	80,20
07	553	-	8,30	62,73	1,000	-	-	347,31	0,091	0,1207	-	11,63	266,90	278,53	80,20
08	553	9	8,30	62,73	1,000	-	-	347,31	0,091	0,1207	-	11,63	266,90	278,53	80,20
09	645	9	11,07	62,73	1,000	-	-	353,91	0,080	0,1294	-	20,38	253,32	273,70	77,33
10	738	-	9,22	62,73	1,000	-	-	360,59	0,110	0,1104	-	6,42	262,39	268,81	74,55
11	1.014	36	13,84	62,73	0,999	-	-	380,40	0,100	0,1151	-	14,56	239,74	254,30	66,85
12	1.291	83	13,84	62,73	0,998	-	-	400,29	0,128	<b>0,1032</b>	-	-	239,74	239,74	59,89
<b>Total</b>	9.036	11.537				524,37	860,97	4.785,48			1.385,35	465,85	1.810,54	3.661,73	
<b>Médio</b>	753	961			0,705	43,70	71,75	398,79	0,082	0,1379	115,45	38,82	150,88	305,14	76,52

Anexo A.3 - Planilha de dados de consumo e cálculo das faturas do consumidor No.21

Mês	CONSUMO		DEMANDA		FP	AJUSTE DE FP		FATURA C/ ICMS	FC	CM	POTENCIAL DE ECONOMIA (C/ ICMS)				
	kWh	kvarh	kWreg	kWfat		FER	FDR				FP	FC	D	TOTAL	%
01	492	557	3,69	36,59	0,662	13,76	7,05	235,57	0,183	0,0901	20,82	2,01	161,34	184,17	78,18
02	369	414	2,46	36,59	0,665	10,14	4,62	220,67	0,205	<b>0,0867</b>	14,75	-	167,36	182,11	82,53
03	246	414	2,46	36,59	0,511	14,15	9,66	220,89	0,137	0,1003	23,81	4,02	167,36	195,19	88,36
04	246	303	2,46	36,95	0,630	8,12	5,54	212,51	0,137	0,1003	13,66	4,02	169,13	186,81	87,90
05	492	578	39,36	39,36	0,648	14,81	80,94	324,08	0,017	0,3852	95,75	176,92	-	272,67	84,14
06	369	639	36,90	36,90	0,500	22,25	151,94	381,63	0,014	0,4666	174,19	168,88	-	343,07	89,90
07	246	369	3,69	33,46	0,555	11,63	11,92	205,26	0,091	0,1206	23,55	10,05	145,96	179,56	87,48
08	615	971	36,90	36,90	0,535	31,76	130,17	387,03	0,023	0,3038	161,93	160,84	-	322,77	83,40
09	738	1.197	36,39	36,39	0,525	39,90	134,37	405,69	0,028	0,2603	174,27	154,32	-	328,58	80,99
10	984	1.115	39,36	39,36	0,662	27,58	75,35	366,58	0,034	0,2224	102,93	160,84	-	263,76	71,95
11	615	479	35,67	35,67	0,789	7,34	29,06	255,46	0,024	0,2957	36,39	154,81	-	191,20	74,85
12	861	902	34,44	34,44	0,690	20,55	56,14	307,38	0,034	0,2224	76,69	140,73	-	217,42	70,73
<b>Total</b>	6.273	7.938				221,98	696,75	3.522,76			918,73	1.137,44	811,15	2.867,32	
<b>Médio</b>	523	662			0,614	18,50	58,06	293,56	0,077	0,2212	76,56	94,79	67,60	238,94	81,39



Anexo B - Relatório final de análise dos dados  
(Por ordem numérica)

NUM	TARIFA	CLASSE	kWh	FT	AFP	AFC	AD	AT	PAFP	PAFC	PAD	PAT	CM
1	CONV	SP	13.190	1.192,08	49,40	18,42	-	67,82	4,14	1,55	-	5,69	90,38
2	CONV	SP	15.123	1.525,98	155,68	51,59	-	207,27	10,20	3,38	-	13,58	100,90
3	CONV	SP	263.742	20.949,03	-	216,94	-	216,94	-	1,04	-	1,04	79,43
4	CONV	SP	133.080	12.353,66	1.256,00	209,89	-	1.465,89	10,17	1,70	-	11,87	92,83
5	CONV	M	45.188	5.901,62	1.050,26	657,76	102,80	1.810,82	17,80	11,15	1,74	30,68	130,60
6	CONV	M	10.521	1.497,34	433,65	46,22	4,12	483,99	28,96	3,09	0,28	32,32	142,32
7	CONV	M	17.450	1.850,07	170,38	78,99	0,25	249,62	9,21	4,27	0,01	13,49	106,02
8	CONV	M	24.613	2.233,95	3,15	67,16	9,09	79,40	0,14	3,01	0,41	3,55	90,76
9	CONV	M	2.849	307,72	-	15,17	23,73	38,90	-	4,93	7,71	12,64	108,01
10	CONV	M	276	31,13	-	2,01	0,25	2,26	-	6,46	0,80	7,26	112,79
11	CONV	M	15.354	1.388,22	46,91	28,96	34,11	109,98	3,38	2,09	2,46	7,92	90,41
12	CONV	M	6.959	888,28	198,97	22,23	5,23	226,43	22,40	2,50	0,59	25,49	127,64
13	CONV	M	12.780	1.296,20	-	109,67	9,41	119,08	-	8,46	0,73	9,19	101,42
14	CONV	PP	8.610	1.116,49	53,52	130,77	122,14	306,43	4,79	11,71	10,94	27,45	129,67
15	CONV	PP	10.468	1.190,75	193,35	34,62	0,99	228,96	16,24	2,91	0,08	19,23	113,75
16	CONV	PP	36.186	4.674,97	1.415,01	95,20	-	1.510,21	30,27	2,04	-	32,30	129,19
17	CONV	PP	26.713	2.691,71	284,34	73,00	37,62	394,96	10,56	2,71	1,40	14,67	100,76
18	CONV	PP	9.888	1.636,62	401,24	220,88	128,28	750,40	24,52	13,50	7,84	45,85	165,52
19	CONV	PP	141.550	12.716,90	-	301,18	46,09	347,27	-	2,37	0,36	2,73	89,84
20	CONV	PP	16.453	1.449,12	-	25,84	-	25,84	-	1,78	-	1,78	88,08
21	CONV	PP	523	293,56	76,56	94,79	67,60	238,95	26,08	32,29	23,03	81,40	561,30
22	CONV	PP	7.352	724,35	16,41	25,71	44,40	86,52	2,27	3,55	6,13	11,94	98,52
23	CONV	PP	133	40,85	8,33	4,78	5,12	18,23	20,39	11,70	12,53	44,63	307,14
24	CONV	PP	4.868	413,29	-	12,48	0,81	13,29	-	3,02	0,20	3,22	84,90
25	CONV	PP	586	93,36	-	15,91	10,23	26,14	-	17,04	10,96	28,00	159,32
26	CONV	PP	10.765	1.205,21	179,45	42,84	14,83	237,12	14,89	3,55	1,23	19,67	111,96
27	CONV	PP	6.211	610,38	5,05	36,09	12,84	53,98	0,83	5,91	2,10	8,84	98,27
28	CONV	PP	2.575	222,31	-	3,62	6,65	10,27	-	1,63	2,99	4,62	86,33
29	CONV	PP	3.541	436,42	-	33,55	-	33,55	-	7,69	-	7,69	123,25
30	CONV	I	6.713	756,85	56,28	25,85	-	82,13	7,44	3,42	-	10,85	112,74
31	CONV	I	2.172	246,04	-	13,29	13,51	26,80	-	5,40	5,49	10,89	113,28
32	CONV	I	7.118	635,46	-	32,29	-	32,29	-	5,08	-	5,08	89,28

NUM	TARIFA	CLASSE	kWh	FT	AFP	AFC	AD	AT	PAFP	PAFC	PAD	PAT	CM
33	CONV		1.171	147,35	0,62	11,91	7,78	20,31	0,42	8,08	5,28	13,78	125,83
34	CONV		2.357	276,30	-	56,98	11,56	68,54	-	20,62	4,18	24,81	117,23
35	CONV		2.912	346,86	-	18,70	31,27	49,97	-	5,39	9,02	14,41	119,11
36	CONV		1.935	206,94	0,39	13,99	1,85	16,23	0,19	6,76	0,89	7,84	106,95
37	CONV		753	398,79	115,45	38,82	150,88	305,15	28,95	9,73	37,83	76,52	529,60
38	CONV		7.357	816,69	134,05	65,39	13,75	213,19	16,41	8,01	1,68	26,10	111,01
39	CONV		2.196	249,06	-	20,81	3,65	24,46	-	8,36	1,47	9,82	113,42
40	CONV		3.298	438,03	50,71	32,46	15,70	98,87	11,58	7,41	3,58	22,57	132,82
41	CONV		7.818	705,00	-	32,97	4,24	37,21	-	4,68	0,60	5,28	90,18
42	CONV		2.006	545,86	128,91	86,98	118,75	334,64	23,62	15,93	21,75	61,31	272,11
43	CONV		6.393	1.199,73	595,88	52,12	2,44	650,44	49,67	4,34	0,20	54,22	187,66
44	CONV		635	148,45	56,50	21,29	6,16	83,95	38,06	14,34	4,15	56,55	233,78
45	CONV		7.673	1.057,79	277,33	25,54	31,44	334,31	26,22	2,41	2,97	31,60	137,86
46	CONV		4.551	395,79	-	20,47	11,25	31,72	-	5,17	2,84	8,01	86,97
47	CONV		1.722	218,91	22,46	22,45	23,83	68,74	10,26	10,26	10,89	31,40	127,13
48	CONV		2.774	404,40	93,81	25,93	22,52	142,26	23,20	6,41	5,57	35,18	145,78
49	CONV		2.921	420,46	53,56	13,93	-	67,49	12,74	3,31	-	16,05	143,94
50	CONV		1.932	352,86	96,16	34,35	27,95	158,46	27,25	9,73	7,92	44,91	182,64
51	CONV		3.175	437,04	81,14	50,74	3,61	135,49	18,57	11,61	0,83	31,00	137,65
52	CONV		1.642	337,95	13,25	91,97	49,51	154,73	3,92	27,21	14,65	45,78	205,82
53	CONV		1.532	313,31	81,06	52,86	1,62	135,54	25,87	16,87	0,52	43,26	204,51
54	CONV		87.750	7.708,90	-	197,63	337,02	534,65	-	2,56	4,37	6,94	87,85
55	CONV		3.131	543,21	-	114,94	-	114,94	-	21,16	-	21,16	173,49
56	CONV		16.202	1.565,16	57,69	88,65	-	146,34	3,69	5,66	-	9,35	96,60
57	CONV		42.909	3.683,14	-	93,36	-	93,36	-	2,53	-	2,53	85,84
58	CONV		87.300	7.930,73	24,23	184,57	-	208,80	0,31	2,33	-	2,63	90,84
59	CONV		7.824	897,35	1,17	47,30	-	48,47	0,13	5,27	-	5,40	114,69
60	CONV		7.198	969,24	35,47	70,58	8,65	114,70	3,66	7,28	0,89	11,83	134,65
61	CONV		12.722	1.299,30	-	163,88	23,52	187,40	-	12,61	1,81	14,42	102,13
62	CONV		31.189	3.208,64	-	138,58	84,83	223,41	-	4,32	2,64	6,96	102,88
63	CONV		24.888	2.365,49	49,84	95,54	3,72	149,10	2,11	4,04	0,16	6,30	95,05
64	CONV		36.460	4.737,31	105,86	53,14	-	159,00	2,23	1,12	-	3,36	129,93
65	CONV		9.132	1.477,76	404,91	75,17	47,02	527,10	27,40	5,09	3,18	35,67	161,82
66	CONV		18.800	2.475,81	-	118,09	748,29	866,38	-	4,77	30,22	34,99	131,69
67	CONV		30.612	3.153,38	66,31	113,97	56,15	236,43	2,10	3,61	1,78	7,50	103,01

Continua...

NUM	TARIFA	CLASSE	kWh	FT	AFP	AFC	AD	AT	PAFP	PAFC	PAD	PAT	CM
68	CONV	I	15.462	1.997,81	536,29	113,65	-	649,94	26,84	5,69	-	32,53	129,21
69	CONV	I	18.181	1.671,66	-	110,35	19,52	129,87	-	6,60	1,17	7,77	91,95
70	CONV	I	181.698	15.277,55	-	1.981,83	196,54	2.178,37	-	12,97	1,29	14,26	84,08
71	CONV	I	4.573	851,52	221,05	55,66	6,77	283,48	25,96	6,54	0,80	33,29	186,21
72	CONV	I	33.426	3.715,19	107,85	224,06	198,27	530,18	2,90	6,03	5,34	14,27	111,15
73	CONV	I	9.662	1.285,69	111,36	121,05	-	232,41	8,66	9,42	-	18,08	133,07
74	CONV	I	13.980	2.215,98	204,15	185,07	75,22	464,44	9,21	8,35	3,39	20,96	158,51
75	CONV	I	10.322	1.085,68	-	54,79	76,73	131,52	-	5,05	7,07	12,11	105,18
76	CONV	I	9.584	1.018,57	44,60	135,80	3,42	183,82	4,38	13,33	0,34	18,05	106,28
77	CONV	I	36.585	3.139,93	-	98,45	-	98,45	-	3,14	-	3,14	85,83
78	CONV	I	62.940	5.647,57	179,67	184,95	21,67	386,29	3,18	3,27	0,38	6,84	89,73
79	CONV	I	21.737	2.661,08	102,65	180,84	379,98	663,47	3,86	6,80	14,28	24,93	122,42
80	CONV	I	90.660	8.752,29	672,22	272,07	-	944,29	7,68	3,11	-	10,79	96,54
81	CONV	I	4.330	724,19	175,06	55,42	34,69	265,17	24,17	7,65	4,79	36,62	167,25
82	CONV	I	85.120	7.972,91	-	378,06	219,98	598,04	-	4,74	2,76	7,50	93,67
83	CONV	I	51.600	4.675,55	-	72,01	-	72,01	-	1,54	-	1,54	90,61
84	CONV	I	5.084	729,57	192,63	35,47	-	228,10	26,40	4,86	-	31,26	143,50
85	CONV	I	19.941	2.209,50	259,12	98,40	4,53	362,05	11,73	4,45	0,21	16,39	110,80
86	CONV	I	8.434	1.134,54	244,68	208,46	16,09	469,23	21,57	18,37	1,42	41,36	134,52
87	CONV	I	24.774	2.346,79	-	320,67	33,13	353,80	-	13,66	1,41	15,08	94,73
88	CONV	I	10.590	1.897,97	553,10	94,72	57,91	705,73	29,14	4,99	3,05	37,18	179,22
89	CONV	I	12.120	1.197,21	-	97,36	42,43	139,79	-	8,13	3,54	11,68	98,78
90	CONV	I	96.588	8.654,54	-	347,74	137,11	484,85	-	4,02	1,58	5,60	89,60
91	CONV	I	10.000	2.332,23	1.022,41	186,34	160,35	1.369,10	43,84	7,99	6,88	58,70	233,22
92	CONV	I	11.092	1.052,86	-	56,83	13,29	70,12	-	5,40	1,26	6,66	94,92
93	CONV	I	43.069	4.151,72	158,12	154,14	34,47	346,73	3,81	3,71	0,83	8,35	96,40
94	CONV	C	5.728	634,95	35,35	33,85	3,74	72,94	5,57	5,33	0,59	11,49	110,85
95	CONV	C	3.844	433,53	-	23,03	9,83	32,86	-	5,31	2,27	7,58	112,78
96	CONV	C	3.852	354,55	-	8,07	0,20	8,27	-	2,28	0,06	2,33	92,04
97	CONV	C	8.342	1.012,27	289,83	27,38	7,77	324,98	28,63	2,70	0,77	32,10	121,35
98	CONV	C	1.035	118,07	12,52	8,83	6,58	27,93	10,60	7,48	5,57	23,66	114,08
99	CONV	C	610	229,62	93,29	20,24	59,27	172,80	40,63	8,81	25,81	75,25	376,43
100	CONV	C	183	18,23	-	2,17	0,73	2,90	-	11,90	4,00	15,91	99,62
101	CONV	C	3.536	332,88	0,10	11,58	7,53	19,21	0,03	3,48	2,26	5,77	94,14
102	CONV	C	3.681	380,91	-	89,80	8,34	98,14	-	23,58	2,19	25,76	103,48

Continua...

NUM	TARIFA	CLASSE	kWh	FT	AFP	AFC	AD	AT	PAFP	PAFC	PAD	PAT	CM
103	CONV	C	856	131,90	-	5,88	52,26	58,14	-	4,46	39,62	44,08	154,09
104	CONV	C	5.690	571,10	14,08	15,14	-	29,22	2,47	2,65	-	5,12	100,37
105	CONV	C	5.110	703,99	116,98	22,35	7,79	147,12	16,62	3,17	1,11	20,90	137,77
106	CONV	C	8.694	1.822,34	1.010,88	24,13	17,81	1.052,82	55,47	1,32	0,98	57,77	209,61
107	CONV	C	3.473	395,54	24,02	13,78	33,48	71,28	6,07	3,48	8,46	18,02	113,89
108	CONV	C	1.415	485,75	198,32	39,38	75,00	312,70	40,83	8,11	15,44	64,37	343,29
109	CONV	C	7.405	726,70	10,75	27,00	3,11	40,86	1,48	3,72	0,43	5,62	98,14
110	CONV	C	383	112,26	-	7,60	65,97	73,57	-	6,77	58,77	65,54	293,11
111	CONV	C	2.950	398,56	110,52	8,73	-	119,25	27,73	2,19	-	29,92	135,11
112	CONV	C	5.584	494,32	-	7,37	9,05	16,42	-	1,49	1,83	3,32	88,52
113	CONV	C	1.737	193,95	-	25,09	20,11	45,20	-	12,94	10,37	23,30	111,66
114	CONV	C	7.319	714,34	17,15	45,40	0,07	62,62	2,40	6,36	0,01	8,77	97,60
115	CONV	C	8.021	961,38	159,97	50,87	18,89	229,73	16,64	5,29	1,96	23,90	119,86
116	CONV	C	7.885	750,04	4,67	46,55	0,52	51,74	0,62	6,21	0,07	6,90	95,12
117	CONV	C	8.106	902,76	124,75	52,57	16,88	194,20	13,82	5,82	1,87	21,51	111,37
118	CONV	C	6.553	661,16	12,86	136,22	10,78	159,86	1,95	20,60	1,63	24,18	100,89
119	CONV	C	5.183	520,79	-	70,80	0,01	70,81	-	13,59	0,00	13,60	100,48
120	CONV	C	9.140	856,79	-	31,69	1,17	32,86	-	3,70	0,14	3,84	93,74
121	CONV	C	9.276	948,22	53,71	56,72	4,02	114,45	5,66	5,98	0,42	12,07	102,22
122	CONV	C	16.471	1.455,00	-	165,72	78,71	244,43	-	11,39	5,41	16,80	88,34
123	CONV	C	11.726	1.361,26	168,77	51,87	5,82	226,46	12,40	3,81	0,43	16,64	116,09
124	CONV	C	15.300	1.388,30	-	78,51	-	78,51	-	5,66	-	5,66	90,74
125	CONV	C	16.600	5.912,48	2.655,28	705,74	295,20	3.656,22	44,91	11,94	4,99	61,84	356,17
126	CONV	C	7.200	766,04	2,59	24,53	2,10	29,22	0,34	3,20	0,27	3,81	106,39
127	CONV	C	34.196	3.419,32	460,08	93,45	0,45	553,98	13,46	2,73	0,01	16,20	99,99
128	CONV	C	21.720	2.187,40	218,38	36,07	141,81	396,26	9,98	1,65	6,48	18,12	100,71
129	CONV	C	29.513	2.654,28	182,97	84,82	5,27	273,06	6,89	3,20	0,20	10,29	89,94
130	CONV	C	28.960	2.478,41	-	35,64	0,41	36,05	-	1,44	0,02	1,45	85,58
131	CONV	C	23.322	2.174,52	-	95,90	78,67	174,57	-	4,41	3,62	8,03	93,24
132	CONV	C	11.193	1.325,11	238,10	41,67	14,11	293,88	17,97	3,14	1,06	22,18	118,39
133	CONV	C	33.466	2.941,28	-	63,55	94,48	158,03	-	2,16	3,21	5,37	87,89
134	CONV	C	26.992	2.460,08	227,96	33,33	1,36	262,65	9,27	1,35	0,06	10,68	91,14
135	CONV	C	9.740	1.156,81	130,09	32,16	9,67	171,92	11,25	2,78	0,84	14,86	118,77
136	CONV	C	31.555	2.903,86	295,96	14,80	0,07	310,83	10,19	0,51	0,00	10,70	92,03
137	CONV	C	53.333	4.810,82	180,52	251,40	1,05	432,97	3,75	5,23	0,02	9,00	90,20

Continua...

NUM	TARIFA	CLASSE	kWh	FT	AFP	AFC	AD	AT	PAFP	PAFC	PAD	PAT	CM
138	CONV	C	136.660	11.199,25	-	129,27	-	129,27	-	1,15	-	1,15	81,95
139	CONV	C	56.233	4.892,97	53,06	51,88	3,68	108,62	1,08	1,06	0,08	2,22	87,01
140	CONV	C	9.517	929,23	-	87,30	11,78	99,08	-	9,39	1,27	10,66	97,64
141	CONV	C	22.014	1.986,37	-	81,57	91,49	173,06	-	4,11	4,61	8,71	90,23
142	CONV	C	8.802	1.020,05	59,94	36,83	17,93	114,70	5,88	3,61	1,76	11,24	115,89
143	CONV	C	7.287	786,90	27,62	21,73	22,33	71,68	3,51	2,76	2,84	9,11	107,99
144	CONV	C	19.900	1.690,58	-	26,39	16,67	43,06	-	1,56	0,99	2,55	84,95
145	CONV	C	55.286	5.158,69	-	154,41	60,69	215,10	-	2,99	1,18	4,17	93,31
146	CONV	C	9.958	973,20	8,73	54,24	-	62,97	0,90	5,57	-	6,47	97,73
147	CONV	C	86.400	7.993,34	54,66	167,76	11,47	233,89	0,68	2,10	0,14	2,93	92,52
148	CONV	C	20.387	1.962,02	-	64,07	-	64,07	-	3,27	-	3,27	96,24
149	CONV	C	46.632	4.093,58	98,99	316,75	-	415,74	2,42	7,74	-	10,16	87,78
150	CONV	C	20.681	2.089,11	70,23	105,69	4,65	180,57	3,36	5,06	0,22	8,64	101,02
151	CONV	C	9.163	1.093,42	177,30	122,33	0,41	300,04	16,22	11,19	0,04	27,44	119,33
152	CONV	C	12.270	1.261,75	132,61	61,95	0,01	194,57	10,51	4,91	0,00	15,42	102,83
153	CONV	C	129.210	11.127,11	-	150,68	-	150,68	-	1,35	-	1,35	86,12
154	CONV	C	9.078	1.063,81	188,61	82,12	-	270,73	17,73	7,72	-	25,45	117,19
155	CONV	C	11.354	1.109,67	-	75,73	2,18	77,91	-	6,82	0,20	7,02	97,73
156	CONV	C	35.610	3.088,35	25,77	40,70	9,22	75,69	0,83	1,32	0,30	2,45	86,73
157	CONV	C	36.398	3.148,08	-	55,24	14,17	69,41	-	1,75	0,45	2,20	86,49
158	CONV	C	47.540	4.455,26	358,36	233,86	7,06	599,28	8,04	5,25	0,16	13,45	93,72
159	CONV	C	19.403	1.779,86	21,84	86,91	18,21	126,96	1,23	4,88	1,02	7,13	91,73
160	HSA	I	152.220	10.111,80	-	1.375,42	398,47	1.773,89	-	13,60	3,94	17,54	66,43
161	HSA	I	1.668.876	132.480,96	-	16.115,09	4.746,82	20.861,91	-	12,16	3,58	15,75	79,38
162	HSA	I	472.636	37.303,11	59,66	5.281,00	-	5.340,66	0,16	14,16	-	14,32	78,93
163	HSA	I	173.785	15.395,50	218,92	2.472,09	-	2.691,01	1,42	16,06	-	17,48	88,59
164	HSA	I	313.976	24.803,60	-	1.986,48	-	1.986,48	-	8,01	-	8,01	79,00
165	HSA	I	254.384	17.396,00	284,08	2.511,54	492,98	3.288,60	1,63	14,44	2,83	18,90	68,38
166	HSA	I	165.239	10.258,90	112,13	965,62	87,83	1.165,58	1,09	9,41	0,86	11,36	62,09
167	HSA	I	221.509	20.282,78	1.116,93	2.953,37	-	4.070,30	5,51	14,56	-	20,07	91,57
168	HSA	I	313.065	26.569,60	-	3.058,22	-	3.058,22	-	11,51	-	11,51	84,87
169	HSA	I	530.717	43.662,89	-	4.779,82	-	4.779,82	-	10,95	-	10,95	82,27
170	HSA	I	394.435	27.450,09	131,77	2.080,09	-	2.211,86	0,48	7,58	-	8,06	69,59

## Referências

## Referências

- 1 - AGÊNCIA PARA APLICAÇÃO DE ENERGIA. **“Auto-avaliação dos pontos de desperdício de energia elétrica nos setores comercial e de serviços”**. São Paulo, SP, Brasil, 1988. 50p.
- 2 - AGÊNCIA PARA APLICAÇÃO DE ENERGIA. **“Boletim Informação para o uso racional de energia”**. Ano 8, Nº 34, março/abril de 1995. São Paulo, SP, Brasil, 1995.
- 3 - BITU, R. e BORN, P.. **“Tarifas de Energia Elétrica - Aspectos Conceituais e Metodológicos”**. MM Editora. São Paulo, SP, Brasil, 1993.
- 4 - CAPELETTO, G. J. e SELVERO, W. G.. **“A Questão Energética: O que todos precisamos saber”**. Sagra - DC Luzzatto Editores. Porto Alegre, RS, Brasil, 1993.
- 5 - DESSUS, B.. **“Atlas des énergie pour un monde vivable”**. Syros. Paris, França, 1994.
- 6 - DNAEE/SNE/MME. **“A nova tarifa de energia elétrica”**. Brasília, DF, Brasil, 1984. 21 pág.



- 7 - DNAEE. **“Nova tarifa de energia elétrica: metodologia e aplicação”**. Brasília, DF, Brasil, 1985.
- 8 - DNAEE / MME. Portaria DNAEE N° 222 de 22.12.87.
- 9 - DNAEE / MME. Portaria DNAEE N° 33 de 11.02.88.
- 10 - DNAEE / MME. Portaria DNAEE N° 1569 de 23.12.93.
- 11 - DNAEE/SNE/MME. **“Boletim de tarifas de energia elétrica - 1995”**. Brasília, DF, Brasil, 1996.
- 12 - DNDE/SNE/MME. **“Balanço energético nacional 1995”**. Brasília, DF, Brasil, 1995
- 13 - DVME/CELB. **“Boletim de acompanhamento de mercado - 1995”**. Campina Grande, PB, Brasil, 1996. 22p.
- 14 - ELETROBRÁS. **“Controle energético para redução de custos - Volume I: Manual de Engenharia”**. Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1992.
- 15 - ELETROBRÁS. **“Plano Nacional de Energia Elétrica 1993-2015 - Plano 2015”**. Volume I”. Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1994.
- 16 - GABEL, M. e FRISCH, E.. **“Doing the right things- What the world wants and how to get it”**. World Game Institute. 1991.
- 17 - GELLER, H.. **“O uso eficiente da eletricidade - Uma estratégia de desenvolvimento para o Brasil”**. INEE - Instituto Nacional de Eficiência Energética. Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1994.

- 18 - GOLDEMBERG, J. **“Energia no Brasil”**. Livros Técnicos e Científicos. Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1979.
- 19 - GOLDEMBERG, J. **“Energia nuclear: vale apena?”**. Editora Scipione. São Paulo, SP, Brasil, 1990.
- 20 - LEITE, R. C. de C. **“Energia nuclear e outras mitologias”**. Livraria Duas Cidades. São Paulo, SP, Brasil 1977
- 21 - OBSERVATOIRE DE L'ENERGIE - MINISTÈRE DE L'INDUSTRIE, DES POSTES ET TÉLÉCOMMUNICATIONS ET DU COMMERCE EXTÉRIEUR DE FRANCE. **“Les chiffres clés l'énergie”**. Editon 1994. Dunod et Dic. Paris, França 1994.
- 22 - OLADE - ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA. **“Estatística e indicadores econômicos e energético de América Latina e Caribe”**. OLADE. Quito, Equador, 1995.
- 23 - PETRECCA, G. **“Industrial energy management: principles and applications”**. Kluwer Academic Publishers. Estados Unidos, 1993.
- 24 - PROCEL. **“Manual de conservação de energia elétrica na indústria - Alta tensão”**. Rio de Janeiro, RJ, Brasil. 80p.
- 25 - ROSA, L. P. e HOFFMAN, C. A. A. **“Cenários sobre o impacto da privatização do Setor Elétrico nas tarifas: O caso da ESCELSA”** in *Revista brasileira de energia*, v. 4, nº 2, 2º sem., Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1995.